L'énergie électrique au Canada 1987

Direction de l'énergie électrique
Secteur des ressources énergétiques
Énergie, Mines et Ressources Canada

Publié sous l'autorité du ministre
de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Gouvernement du Canada

Des copies de cette publication sont disponibles sur demande à l'adresse suivante :
Direction de l'énergie électrique
Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
580, rue Booth
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4

Also available in English: write to
Electrical Energy Branch
Energy, Mines and Resources Canada
580 Booth Street
Ottawa, Ontario
K1A 0E4

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada, 1988
N° de cat. M23-7/1987F
ISBN : 0-662-95049-6
ISSN : 0-821-8218

Remerciements

Le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources remercie les services publics d'électricité et l'Association canadienne de l'électricité de leur collaboration à la préparation de cette publication.

Les photographies ont été fournies à titre gracieux par : Alberta Power Ltd; Edmonton Power; Hydro-Québec; Énergie Nouveau-Brunswick; Newfoundland and Labrador Hydro; Newfoundland Light & Power Co. Ltd; Ontario Hydro; et Saskatchewan Power Corporation.

TABLES DES MATIÈRES

1.	L'industrie de l'électricité au Canada	1
2.	L'industrie canadienne de l'électricité au plan international	7
3.	Cadre réglementaire	16
4.	Consommation	20
5.	Production	27
6.	Capacité de production et marges de réserve	33
7.	Commerce de l'électricité	39
8.	Transport	52
9.	Investissement et financement des services d'électricité	58
10.	Prix de revient et de vente	63
11.	L'électricité et les processus d'évaluation environnementale	68
12.	Perspectives d'avenir	74
13.	Potentiel hydro-électrique au Canada	84
	Annexe A	88
	Annexe B	105
	Annexe C	110
	Définitions et abréviations	122

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1.1.	Principaux services publics du Canada par province	1
Tableau 1.2.	Capacité installée et production d'électricité des services publics et des autoproducteurs industriels, 1930-1987	2
Tableau 1.3.	Services publics d'électricité : avoirs, revenus et nombre d'employés, 1986	3
Tableau 2.1.	Comparaison internationale au regard de la capacité installée, 1985	7
Tableau 2.2.	Comparaison internationale par mode de production, 1985	8
Tableau 2.3.	Comparaison internationale du taux de consommation d'électricité par habitant, 1985	9
Tableau 2.4.	Comparaison internationale des taux d'accroissement de la consommation d'électricité	10
Tableau 2.5.	Comparaison internationale des exportations d'électricité, 1985	11
Tableau 2.6.	Comparaison internationale des importations d'électricité, 1985	12
Tableau 2.7.	Comparaison internationale de la consommation d'électricité par dollar du P.I.B. (intensité)	13
Tableau 2.8.	Comparaison internationale des tarifs de l'électricité dans le secteur industriel, 1985	14
Tableau 2.9.	Comparaison internationale des tarifs de l'électricité dans le secteur résidentiel, 1985	15
Tableau 4.1.	Consommation d'électricité par province	21
Tableau 4.2.	Consommation d'électricité au Canada par secteur	21
Tableau 4.3.	Production, échanges et consommation d'électricité par province, 1987	22
Tableau 4.4.	Provinces : consommation d'électricité par habitant	24

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 4.5.	Demande de pointe par province	25
Tableau 4.6.	Facteur de charge par province	25
Tableau 5.1.	Sources de production d'électricité	27
Tableau 5.2.	Production d'électricité par source, 1987	29
Tableau 5.3.	Production d'électricité par province	30
Tableau 5.4.	Sources utilisées pour produire de l'électricité au Canada	31
Tableau 5.5.	Consommation de combustibles fossiles par service public, 1987	32
Tableau 6.1.	Capacité installée par source d'énergie, 1960-1987	33
Tableau 6.2.	Capacité installée par source et par province, 1987	34
Tableau 6.3.	Capacité installée par province, 1960-1987	35
Tableau 6.4.	Principales centrales hydro-électriques, 1987	35
Tableau 6.5.	Principales centrales thermiques classiques au Canada, 1987	36
Tableau 6.6.	Centrales électronucléaires commerciales au Canada, 1987	36
Tableau 6.7.	Capacité excédentaire, 1987	37
Tableau 6.8.	Taux de capacité excédentaire (en %), 1960-1987	38
Tableau 7.1.	Commerce canado-américain de l'électricité, 1960-1987	39
Tableau 7.2.	Répartition des exportations d'électricité aux États-Unis par type de transaction, 1960-1987	40
Tableau 7.3.	Prix moyen des exportations, 1960-1987	41
Tableau 7.4.	Sources des exportations canadiennes d'électricité, 1975-1987	41

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 7.5.	Exportations d'électricité et recettes par province, 1986-1987	42
Tableau 7.6.	Exportations de puissance garantie et d'énergie interruptible, 1987	42
Tableau 7.7.	Sources de l'électricité exportée par les provinces, 1987	43
Tableau 7.8.	Provinces exportatrices et marchés importateurs, 1987	43
Tableau 7.9.	Provinces : part des exportations totales, 1960-1987	44
Tableau 7.10.	Commerce canadien de ressources énergétiques, 1978-1987	46
Tableau 7.11.	Échanges d'électricité interprovinciaux, 1960-1987	48
Tableau 7.12.	Échanges interprovinciaux, 1978-1987	49
Tableau 8.1.	Longueur des circuits au Canada, 1987	52
Tableau 8.2.	Interconnexions provinciales à la fin de 1987	53
Tableau 8.3.	Principales interconnexions entre le Canada et les États-Unis	54
Tableau 9.1.	Investissement des services publics dans le secteur de l'énergie, 1971-1987	58
Tableau 9.2.	Dépenses d'investissement des industries du secteur énergétique, 1971-1987	59
Tableau 9.3.	Répartition de l'investissement en capital, 1971-1987	59
Tableau 9.4.	Investissement en capital des principaux services d'électricité	60
Tableau 9.5.	Dette à long terme et sources de financement des principaux services publics, 1986	60
Tableau 9.6.	Taux d'endettement des services d'électricité du Canada et des États-Unis	61

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 10.1.	Taux d'inflation, d'intérêt et d'augmentation des coûts de construction, 1967-1987	63
Tableau 10.2.	Coût du combustible servant à la production d'électricité, 1969-198[illegible]	64
Tableau 10.3.	Produit moyen de la vente d'électricité par province, 1977-1986	65
Tableau 10.4.	États financiers des principaux services publics, 1986	65
Tableau 10.5.	Coût mensuel de l'électricité dans certaines villes canadiennes, janvier 1987	66
Tableau 10.6.	Augmentation annuelle moyenne des tarifs, 1978-1987	66
Tableau 12.1.	Prévisions de la demande d'électricité intérieure	74
Tableau 12.2.	Prévisions de la demande de pointe intérieure	75
Tableau 12.3.	Prévisions de la capacité installée par province	76
Tableau 12.4.	Prévisions de la capacité installée par mode de production	77
Tableau 12.5.	Production d'électricité par province : prévisions des services publics	78
Tableau 12.6.	Prévisions de la production d'électricité par source d'énergie au Canada	78
Tableau 12.7.	Besoins en combustibles pour la production d'électricité	79
Tableau 12.8.	Dépenses en capital des principaux services publics, 1987-1997	80
Tableau 12.9.	Dépenses en capital par fonction, 1987-1997	81
Tableau 12.10.	Exportations d'électricité aux États-Unis	81
Tableau 13.1.	Puissance et énergie hydro-électriques, 1970-1987	84
Tableau 13.2	Puissance hydro-électrique au Canada, 1987	86

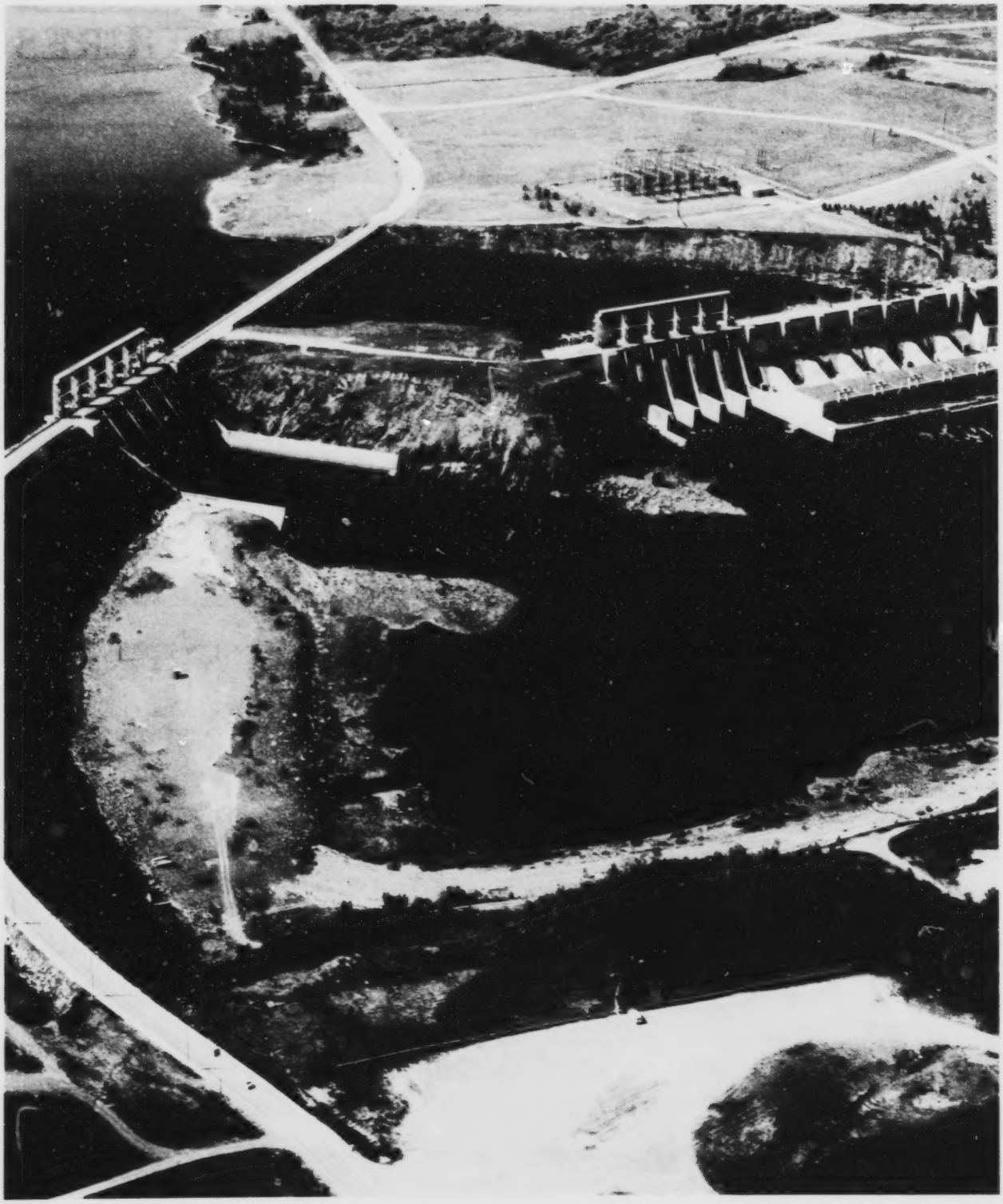
LISTE DES FIGURES

Figure 4.1.	Demande primaire d'énergie au Canada	20
Figure 4.2.	Demande secondaire d'énergie au Canada	20
Figure 4.3.	Production d'électricité, consommation et échanges nets, 1987	23
Figure 4.4.	Progression de la demande d'électricité en regard du PIB, 1960-1987	24
Figure 5.1.	Répartition par province des principales centrales, 1987	28
Figure 5.2.	Production par source	29
Figure 5.3.	Production par région	30
Figure 6.1.	Capacité installée par source d'énergie	33
Figure 6.2.	Capacité installée par région	34
Figure 7.1.	Exportations nettes d'électricité et commerce canadien de marchandises, 1987	45
Figure 7.2.	Exportations nettes d'électricité et commerce canadien de l'énergie, 1987	48
Figure 7.3.	Commerce de l'électricité, 1987 (GW.h)	51
Figure 8.1.	Principaux réseaux de transport de longue distance au Canada, 1987	55
Figure 8.2.	Principales interconnexions provinciales et internationales, 1987	56
Figure 9.1.	Répartition de l'investissement en capital, 1987	58
Figure 10.1.	Indices des prix, 1971-1987	67
Figure 12.1.	Comparaison des prévisions de la demande d'électricité	75
Figure 12.2.	Diverses prévisions de la puissance installée	77
Figure 12.3.	Comparaison des prévisions de la production d'électricité	79

LISTE DES FIGURES

Figure 12.4. Comparaison des prévisions des exportations d'électricité 82

Figure 13.1. Part de l'hydraulique au regard de la puissance et de l'énergie totales 85



La centrale de Mactaquac est la plus importante installation hydro-électrique des Maritimes avec une capacité installée de 653 MW. Propriété d'Énergie Nouveau-Brunswick, cette centrale est située sur la rivière Saint-John, près de Fredericton.

1. L'industrie de l'électricité au Canada

STRUCTURE

Aux termes de la Constitution canadienne, l'énergie électrique est un domaine de compétence presque exclusivement provinciale. De ce fait, l'industrie de l'électricité au pays s'est organisée suivant les contours des provinces et elle est, le plus souvent, hautement intégrée : quelques services publics prédominants assurent le gros de la production, du transport et de la distribution. Certains d'entre eux sont entre les mains d'intérêts privés, mais la majorité sont des sociétés d'État provinciales. Au tableau 1.1 figure la liste des principaux services publics.

Parmi ceux-ci, on retrouve huit sociétés d'État provinciales, quatre services privés, deux services municipaux et deux sociétés d'État relevant des gouvernements territoriaux. En 1987, les services publics provinciaux représentaient environ 85,2 pour 100 de la capacité installée totale et ont fourni environ 83,5 pour 100 de la production totale d'électricité. Les quatre services privés représentaient 5,8 pour 100 de la capacité totale du Canada et approximativement 6,9 pour 100 de la production totale. Les services publics municipaux affichaient 1,2 pour 100 de la capacité installée du pays, mais seulement 0,3 pour 100 de la production totale. Deux sociétés d'État desservant les territoires possédaient 0,3 pour 100 de la capacité installée totale et fournissaient 0,2 pour 100 de la production totale du pays.

En plus des seize principaux services publics, il existe au pays environ 60 établissements industriels autoproducteurs. Il s'agit surtout d'usines de pâtes et papiers, d'exploitations minières et d'alumineries qui produisent de l'électricité avant tout pour subvenir à leurs propres besoins, mais quelques-uns en vendent à des réseaux de distribution municipaux ou à des services publics. En 1987, ces autoproducteurs industriels représentaient 6,1 pour 100 de la capacité installée totale et environ 7,1 pour 100 de la production totale du pays (voir le tableau 1.2).

Outre les principaux services publics et autoproducteurs industriels, il existe au Canada environ 364 services publics de moindre importance, dont 87 pour 100 sont situés en Ontario. En général, il s'agit de services municipaux qui, n'ayant aucune centrale, s'approvisionnent chez les principaux services de leur province. Il n'empêche que plusieurs petits services privés exploitent leurs propres centrales. En 1987, ces services de moindre importance assuraient 1,4 pour 100 de la capacité installée totale et ont fourni 1,5 pour 100 de la production totale.

Tableau 1.1. Principaux services publics du Canada par province

Province	Service	Propriété
Terre-Neuve	Newfoundland and Labrador Hydro	Provinciale
	Newfoundland Light & Power Co. Ltd.	Privée
Île-du-Prince-Édouard	Maritime Electric Co. Ltd.	Privée
Nouvelle-Écosse	Nova Scotia Power Corporation	Provinciale
Nouveau-Brunswick	Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	Provinciale
Québec	Hydro-Québec	Provinciale
Ontario	Ontario Hydro	Provinciale
Manitoba	Hydro-Manitoba	Provinciale
	Réseau hydro-électrique de la ville de Winnipeg	Municipale
Saskatchewan	Saskatchewan Power Corporation	Provinciale
Alberta	Alberta Power Ltd.	Privée
	Edmonton Power	Municipale
	TransAlta Utilities Corporation	Privée
Colombie-Britannique	British Columbia Hydro and Power Authority	Provinciale
Yukon	Yukon Energy Corporation	Territoriale
Territoires du Nord-Ouest	Northwest Territories Power Corporation	Territoriale

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada.

APPORT ÉCONOMIQUE

L'industrie de l'électricité joue un rôle important dans l'économie canadienne. Comme le montre le tableau 1.3, elle comptait environ 91 000 employés en 1986, soit environ 1,0 pour 100 de l'emploi au pays. Les recettes totales ont atteint environ 17,4 milliards de dollars en 1986, contre 16,8 milliards en 1985, une augmentation de 3,6 pour 100. De cette somme, 6,3 pour 100, soit environ 1,1 milliard de dollars, proviennent des gains à l'exportation. La contribution de cette industrie au produit intérieur brut est en hausse : de 2,3 pour 100 en 1960, elle est passée à 2,5 pour 100 en 1970, puis à 3,0 pour 100 en 1980 pour atteindre 3,7 pour 100 en 1986.

Le total des avoirs de l'industrie se chiffrait à environ 94,7 milliards de dollars en 1986, soit près de 7 pour 100 du capital-actions au pays, ce qui reflète la nature capitalistique de l'industrie. Ontario Hydro, Hydro-Québec et la British Columbia Hydro, les trois plus grands services d'électricité au Canada, se classent respectivement au premier, au deuxième et au cinquième rang de toutes les sociétés canadiennes.

Tableau 1.2. Capacité installée et production d'électricité des services publics et des autoproducteurs industriels, 1930-1987

Année	Capacité installée		Production d'énergie	
	Services publics	Autoproducteurs industriels	Services publics	Autoproducteurs industriels
	(pour cent)			
1930	83	17	93	7
1940	84	16	91	9
1950	83	17	88	12
1960	80	20	78	22
1965	82	18	77	23
1970	88	12	84	16
1975	90	10	87	13
1980	92	8	89	11
1981	92	8	90	10
1982	93	7	90	10
1983	93	7	90	10
1984	93	7	91	9
1985	93	7	92	8
1986	94	6	92	8
1987	94	6	91	8

Source : Statistique de l'énergie électrique, Volume II, *Statistique Canada, 57-202, 57-001.*

SERVICES PUBLICS CANADIENS

Terre-Neuve

À Terre-Neuve, deux réseaux, la Newfoundland Light & Power Company Limited (NLPC) et la Newfoundland & Labrador Hydro (NLH), dominent le marché de production et de distribution, desservant près de 200 000 abonnés.

Principal détaillant d'électricité dans l'île, la NLPC, service privé, fut constituée en 1966 par le fusionnement de la St. John's Electric Light Company Limited, de l'United Towns Electric Company Limited et de l'Union Electric Light and Power Company. La NLPC achète environ 89 pour 100 de ses approvisionnements en électricité de la NLH et produit le reste à même ses centrales hydroélectriques.

La NLH, société d'État provinciale, a pour mandat de produire et de transporter de l'électricité dans la province. Créée en vertu d'un loi adoptée en 1954 par l'assemblée législative, la NLH a été constituée en société en 1975. Elle est la société mère d'un consortium qui comprend la Churchill Falls (Labrador) Corporation (CFLCo), la Lower Churchill Development Corporation (LCDC), la Twin Falls Power Corporation Limited, la Gull Island Power Co. Ltd. et la Power Distribution District of Newfoundland and Labrador. La NLH

Tableau 1.3. Services publics d'électricité : avoirs, revenus et nombre d'employés, 1986

Service	Avoirs	Recettes	Nbre d'employés
	(en millions $)		
Principaux services			
Newfoundland and Labrador Hydro	2 095	321	1 333
Newfoundland Light & Power Co. Ltd.	367	245	905
Maritime Electric Co. Ltd.	91	54	203
Nova Scotia Power Corporation	1 475	476	2 383
Énergie Nouveau-Brunswick	2 830	825	2 521
Hydro-Québec	30 588	4 734	20 796
Ontario Hydro	31 357	4 853	32 045
Hydro-Manitoba	3 240	570	4 142
Réseau hydro-électrique de la ville de Winnipeg	111	84	643
*SaskPower**	2 857	847	3 181
TransAlta Utilities	3 700	916	2 527
Edmonton Power	954	271	846
Alberta Power Ltd.	1 338	375	1 371
*B.C. Hydro and Power Authority**	9 802	1 987	6 393
Commission de l'énergie du Nord canadien	143	99	322
Autres	375	700	11 547
Canada	94 698	17 357	91 158

** Y compris l'activité dans le secteur du gaz naturel.*

Sources : Rapports annuels des services publics d'électricité.

détient 51 pour 100 des actions de la LCDC, tandis que le reste est la propriété du gouvernement du Canada. Par l'intermédiaire de la CFLCo, la NLH possède et exploite la centrale de Churchill Falls, l'une des plus importantes au monde. Sur l'île de Terre-Neuve, la NLH produit de l'électricité à partir de l'énergie hydraulique et du mazout.

Île-du-Prince-Édouard

La Maritime Electric Company Limited (MECL), société privée desservant l'Île-du-Prince-Édouard (Î.-P.-É.) depuis 1918, possède et exploite un réseau entièrement intégré de production, de transport et de distribution de l'électricité dans toute l'île. La MECL exploite deux centrales au mazout et détient 10 pour 100 des intérêts dans la tranche 2 de la centrale mixte (charbon/mazout) de Dalhousie (N.-B.), exploitée par la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick. Elle loue du gouvernement de l'Î.-P.-É. l'interconnexion par câble sous-marin qui relie le Nouveau-Brunswick et l'île. Principal distributeur de l'île, la MECL

dessert environ 46 200 clients. Le service d'électricité municipal de la ville de Summerside, qui possède son propre réseau de distribution, achète de l'énergie de la MECL.

Nouvelle-Écosse

Constituée en société en 1973, la Nova Scotia Power Corporation (NSPC) a pour mandat de produire et de distribuer de l'électricité dans la province. Presque toute l'électricité de la NSPC provient de sources thermiques, le charbon étant à la base de plus de la moitié de sa production. La société exploite également des centrales hydro-électriques et au mazout; de plus, elle achète de l'énergie du Nouveau-Brunswick. La centrale Lingan, située dans l'île du Cap-Breton, fournit la plus grande partie de la production provinciale. La NSPC possède deux filiales : la Nova Scotia Light and Power Co. Ltd. et l'Eastern Light and Power Co. Ltd. En 1987, la NSPC comptait environ 350 000 abonnés.

Nouveau-Brunswick

Créée en vertu d'une loi provinciale adoptée en 1920, la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick (Énergie N.-B.) a pour mandat de produire et de distribuer l'électricité dans toutes les régions de la province. Énergie N.-B., qui possède et exploite 14 centrales, obtient son électricité de sources nucléaires, hydrauliques et thermiques; elle en achète également du Québec. En 1987, elle comptait 253 000 abonnés, en sus des 39 000 clients des services municipaux de distribution auxquels elle vend de l'électricité.

Québec

Hydro-Québec, société d'État, a été créée par l'Assemblée nationale en 1944 avec pour mandat de produire, de transporter et de distribuer presque toute l'électricité vendue au Québec. Grâce à son parc de centrales hydro-électriques réparties à travers la province, la quasi-totalité de l'électricité qu'elle produit est d'origine hydraulique. Hydro-Québec compte actuellement plus de 2,9 millions de clients.

Hydro-Québec a la propriété exclusive de cinq filiales : la Société d'énergie de la Baie James (SEBJ), qui a exécuté la phase 1 du complexe La Grande; Hydro-Québec International, qui fournit des services d'experts-conseils et d'ingénierie pour des projets d'aménagement à l'étranger; la Société de transmission électrique de Cedars Rapids Limitée, qui exporte vers l'État de New York; Somarex Inc., qui financera, construira et exploitera une ligne de transport dans l'État du Maine et, enfin, Nouveler Inc., qui encourage les économies d'énergie et les énergies de remplacement. Hydro-Québec détient également des actions dans la Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited, qui exploite la centrale de Churchill Falls.

Ontario

Ontario Hydro, société d'État provinciale, a été créée en 1906 par l'Assemblée législative de la province. La société possède des pouvoirs étendus en matière de production, d'achat et de livraison d'énergie électrique dans toute la province, et ses activités sont actuellement régies par la *Loi sur la Société provinciale de l'électricité*. Ontario Hydro doit d'abord fournir de l'énergie aux 316 services municipaux de la province qui en assurent la distribution à leurs clients. En 1987, plus de 3,2 millions de clients étaient desservis par Ontario Hydro et les services municipaux de la province. Par ailleurs, Ontario Hydro alimente directement une centaine de clients industriels importants et environ 780 000 consommateurs de régions rurales ou d'agglomérations qui ne sont pas desservies par des services municipaux. L'électricité fournie par Ontario Hydro est d'origine thermique, nucléaire et hydraulique.

Il existe également dans la province de petits services régionaux. La Great Lakes Power Limited, par exemple, exploite un réseau privé de production et de distribution d'électricité à Sault-Ste-Marie et dans les environs. Ce service possède neuf centrales hydro-électriques situées principalement sur deux rivières qui se jettent dans l'extrémité est du lac Supérieur. De nouvelles installations sont en chantier sur la rivière Magpie. En 1987, ce service desservait près de 10 000 abonnés dans le Nord de l'Ontario.

Manitoba

Société d'État constituée en 1949 par l'Assemblée législative de la province, la Régie de l'hydro-électricité du Manitoba (Hydro-Manitoba) possède des pouvoirs étendus en matière de production d'électricité et elle est assujettie à la *Loi sur Hydro-Manitoba* de 1970. Hydro-Manitoba produit la quasi-totalité de l'électricité de la province à même ses centrales hydro-électriques réparties dans le bassin des fleuves Churchill et Nelson dans le Nord. Elle distribue de l'électricité à travers toute la province, sauf dans le centre de Winnipeg, qui est desservi par le Réseau hydro-électrique de la ville de Winnipeg. Ces deux services fonctionnent en tant que réseau intégré de production et de transport d'électricité. En 1987, la société Hydro-Manitoba comptait environ 360 000 abonnés et le Réseau de la ville de Winnipeg, près de 113 000 clients.

Saskatchewan

La Saskatchewan Power Corporation (SaskPower), société d'État, a été créée en vertu de la *Power Corporation Act* de 1950.

La loi lui confère le mandat de produire, de transporter et de distribuer le gaz naturel et l'électricité. À la fin de 1987, la société comptait environ 402 000 abonnés à l'électricité et 280 000 abonnés au gaz naturel. (En mai 1988, le gouvernement de la Saskatchewan a indiqué qu'il entend scinder la SaskPower en deux sociétés d'État distinctes, l'une s'occupant uniquement du gaz naturel et l'autre, de l'électricité.) Presque toute l'électricité est produite à partir d'énergie thermique.

Alberta

L'Alberta compte trois grands services d'électricité : la TransAlta Utilities Corporation, l'Alberta Power Limited et l'Edmonton Power, qui répondent à environ 91 pour 100 des besoins en énergie électrique de la province. Ces services sont interconnectés par un réseau de transport qui appartient, en grande partie, à la TransAlta. L'industrie satisfait au reste, soit 9 pour 100, de la consommation d'électricité de l'Alberta. Environ 92 pour 100 de l'électricité produite en Alberta provient de centrales au charbon de grandes dimensions.

La TransAlta Utilities Corporation, anciennement la Calgary Power Limited, est le plus important service d'électricité privé au Canada. Constituée en vertu des lois canadiennes, la société assure la production et la distribution de l'électricité dans la province depuis 1911. Elle répond à près de 71 pour 100 des besoins en énergie électrique de l'Alberta et dessert plus de la moitié de la population. En 1987, la société comptait plus de 290 000 abonnés directs et desservait indirectement 300 000 clients par l'entremise de contrats de vente d'électricité en gros. La TransAlta possède quatre filiales : la TransAlta Resources Corporation, la TransAlta Fly Ash Ltd., la Kanelk Transmission Co. Ltd. et la Farm Electric Services Ltd.

La société Alberta Power Limited, constituée en 1972, est également un service privé, filiale de la Canadian Utilities Ltd. Ses activités sont concentrées dans le Centre-Est et le Nord de la province. L'Alberta Power, qui répondait à environ 19 pour 100 de la demande totale d'électricité de la province en 1987, comptait environ 150 000 clients.

L'Edmonton Power a la plus grande capacité de production de tous les services municipaux au pays. Depuis sa création en 1902, son rythme d'expansion a suivi celui de la ville d'Edmonton. Bien qu'il n'ait répondu qu'à 1,4 pour 100 des besoins de l'Alberta, le service détenait 15 pour 100 du marché total de l'électricité de la province en 1987 et comptait plus de 234 000 clients. La TransAlta Utilities et l'Alberta Power sont ses plus grands fournisseurs d'électricité.

Colombie-Britannique

La British Columbia Hydro and Power Authority (B.C. Hydro) est une société d'État établie en 1961. Son réseau de production et de distribution s'étend à toute la province, à l'exception de la région sud de l'Intérieur desservie par la West Kootenay Power and Light Company Limited. La B.C. Hydro est le troisième service public en importance au Canada et le plus grand distributeur de gaz naturel de la province. Elle produit et transporte de l'électricité et en distribue à plus d'un million de clients, dans la zone où se concentre plus de 90 pour 100 de la population de la Colombie-Britannique. De plus, la société distribue du gaz naturel et exploite également un réseau provincial de chemins de fer, deux secteurs que le gouvernement provincial est en train de privatiser, à l'instar des activités de recherche de B.C. Hydro.

La West Kootenay Power est un service d'électricité privé qui dessert la partie sud de l'Intérieur; elle produit et distribue de l'hydroélectricité directement à plus 60 000 abonnés répartis sur son territoire, en plus d'en vendre en gros à sept services qui comptent près de 38 000 clients. L'année 1987 marque la quatre-vingt dixième année d'exploitation de la West Kootenay Power et la fin d'une association avec la Cominco Ltd. qui a duré 71 ans. En effet, l'UtiliCorp United Inc. (société américaine du Missouri) a acheté les parts de la Cominco; l'entente a été signée en septembre 1987 après un examen de la British Columbia Utilities Commission, régie provinciale de l'électricité.

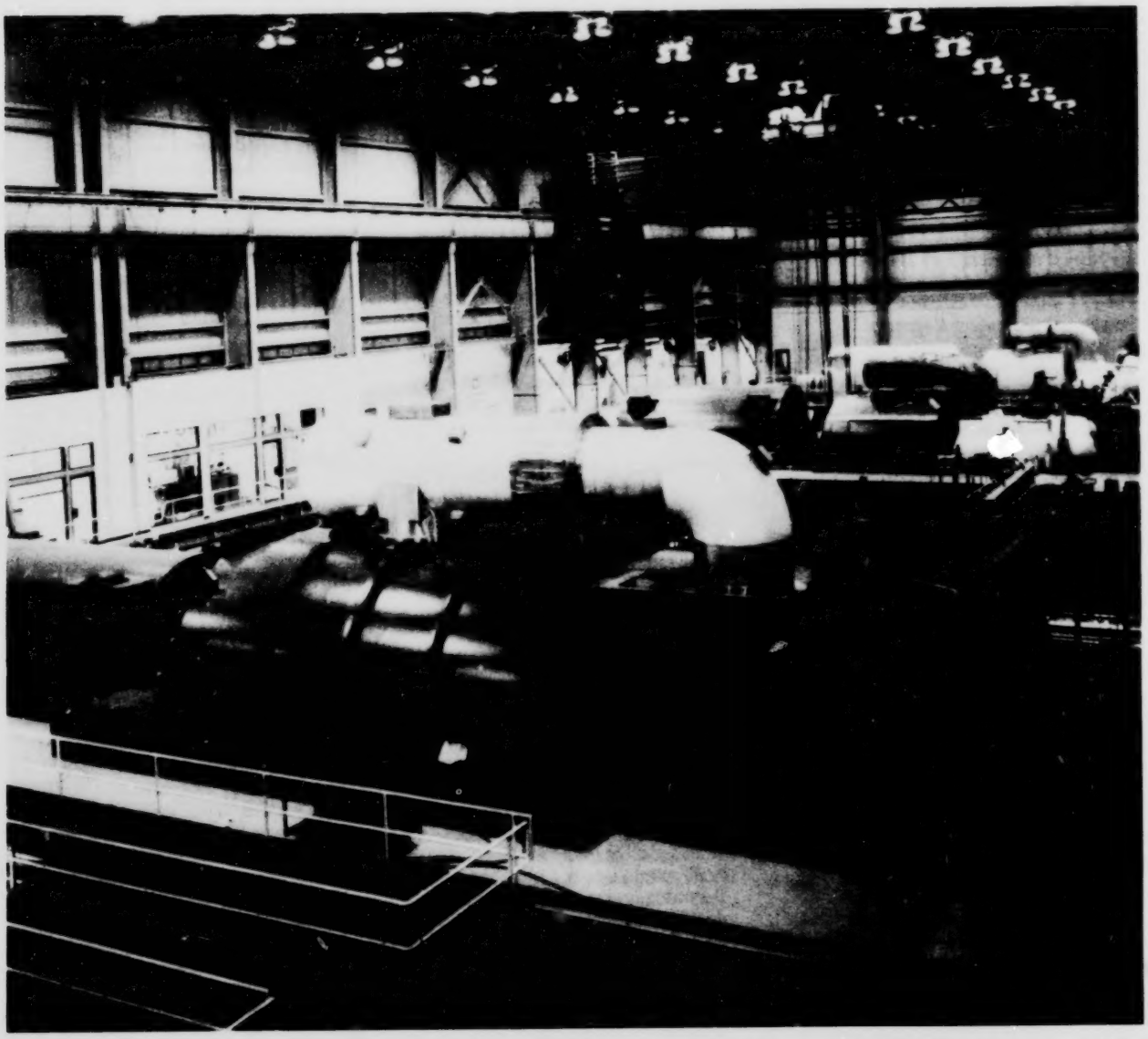
Yukon et Territoires du Nord-Ouest

De 1956 à 1987, la Commission d'énergie du Nord canadien (CENC) était le principal producteur et distributeur d'électricité au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest. En 1987, la CENC, qui exploitait 50 réseaux indépendants répartis sur les deux territoires, fournissait à ses quelque 15 000 clients de l'électricité provenant de centrales hydroélectriques ou de groupes au diesel.

En mars 1987, les gouvernements du Yukon et du Canada en sont arrivés à un accord de cession transférant au gouvernement territorial la propriété et le contrôle de l'actif de la CENC situé au Yukon. Nouvellement créée, la Yukon Energy Corporation a été mise sous la tutelle de la Yukon Development Corporation établie en vertu de la *Yukon Development Corporation Act* de 1986. La Yukon Energy Corporation a conclu une entente avec la Yukon Electrical Co. Ltd., filiale de l'Alberta Power Limited qui était déjà installée sur le territoire, afin de gérer l'avoir du nouveau service public, d'acheter l'électricité produite et de la distribuer aux

clients de la Yukon Energy Corporation. L'avoir de cette dernière s'élève à 95 millions de dollars.

En mai 1988, le gouvernement du Canada a conclu une entente analogue avec le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest (T. N.-O.), cédant à ce dernier le contrôle des installations de la CENC situées dans les T. N.-O.; il s'agit d'un actif évalué à 96 millions de dollars. Aux termes de l'entente, le gouvernement territorial assume l'entière responsabilité de l'exploitation du service d'électricité, y compris l'établissement des tarifs. À cette fin, on a créé une société d'État territoriale, la Northwest Territories Power Corporation.



La centrale thermique d'Holyrood de la société Newfoundland and Labrador Hydro vue de l'intérieur : on aperçoit les trois groupes, dont deux font l'objet de travaux destinés à porter leur capacité nominale de 150 MW à 175 MW.

2. L'industrie canadienne de l'électricité au plan international

Le présent chapitre a pour objet de comparer la situation de l'offre et de la demande d'électricité au Canada à celle de certains autres pays. Les données utilisées proviennent de l'*Annuaire des statistiques de l'énergie* des Nations Unies, sauf les prix qui ont été relevés dans le *Quarterly Energy Review*, publication du service de renseignements de l'*Economist*[1].

CAPACITÉ INSTALLÉE

À la fin de 1985, la capacité installée mondiale se chiffrait à environ 2 418 gigawatts (GW) : le tableau 2.1 présente la ventilation par mode de production pour les vingt pays en tête de liste. La répartition de la capacité installée mondiale était la suivante : 1 608 GW (66,5 pour 100) d'origine thermique classique; 555 GW (22,9 pour 100) d'origine hydraulique; 251 GW (10,4 pour 100) d'origine nucléaire et 4 GW (0,2 pour 100) d'origine géothermique.

Avec une capacité de production de 702 GW, soit 29 pour 100 du total mondial, les États-Unis se classaient au premier rang; l'URSS, au deuxième avec 319 GW, suivie du Japon, au troisième avec 170 GW. De fait, les États-Unis étaient en tête pour tous les modes

Tableau 2.1. Comparaison internationale au regard de la capacité installée, 1985

Pays	Thermique classique	Hydraulique	Nucléaire	Géothermique	Total
			(MW)		
États-Unis	533 611	84 986	81 566	1 712	701 875
URSS	229 936	61 257	28 100	–	319 293
Japon	110 291	34 337	24 686	214	169 528
Canada	30 937	57 458	10 889	0	99 284
Allemagne de l'Ouest	69 938	6 668	16 095	3	92 704
France	29 500	21 800	37 500	0	88 800
Chine	55 700	26 500	0	0	82 200
Royaume-Uni	56 352	4 190	7 064	1	67 607
Italie	36 098	17 166	1 273	439	54 976
Inde	34 969	15 115	1 096	0	51 180
Brésil	6 266	36 881	657	0	43 804
Espagne	19 600	13 790	5 815	0	39 205
Suède	8 018	15 690	9 455	5	33 168
Australie	24 570	6 557	0	0	31 127
Pologne	27 063	1 975	0	0	29 038
Afrique du Sud	23 190	572	965	0	24 727
Mexique	17 059	6 601	0	425	24 085
Norvège	245	22 991	0	0	23 236
Allemagne de l'Est	18 269	1 845	1 830	0	21 944
Tchécoslovaquie	14 632	2 875	2 040	0	19 547
Total mondial	1 607 712 (66,5 %)	555 463 (22,9 %)	250 697 (10,4 %)	4 242 (0,2 %)	2 418 114 (100 %)

Source : Annuaire des statistiques de l'énergie, 1985, *Nations Unies, pp. 324-351.*

[1] Dans l'édition de 1986 de *L'énergie électrique au Canada*, la capacité installée de certains pays en 1985 était comparée à leur production réelle répartie par catégorie d'énergie. Or, les données utilisées provenaient de diverses sources. Par souci d'une meilleure uniformité et comparabilité des données, nous n'utilisons cette année que les statistiques compilées par les Nations Unies pour ce qui est de la capacité installée, de la production d'électricité, de la consommation par habitant, de l'accroissement de la demande, des tarifs et du commerce de l'électricité en général. Malheureusement les données les plus récentes des Nations Unies portent sur l'année 1985.

de production : ils affichaient plus de 33 pour 100 du total de la capacité thermique classique, 15 pour 100 de l'hydro-électricité, 33 pour 100 de l'énergie nucléaire et 40 pour 100 de l'énergie géothermique.

Le Canada se classait quatrième avec une capacité de production de quelque 99 GW, soit 4 pour 100 de la puissance installée mondiale. Pour ce qui est de l'hydroélectricité, de la thermoélectricité nucléaire et de la thermoélectricité classique, il était respectivement troisième, derrière les États-Unis et l'URSS, sixième et neuvième.

PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

En 1985, la production mondiale d'électricité a été de 9 675 téra-wattheures (TW.h) répartis comme suit : 6 199 TW.h (64,1 pour 100) d'origine thermique classique, principalement de centrales au charbon; 1 995 TW.h (20,6 pour 100) d'origine hydraulique; 1 453 TW.h (15 pour 100) d'origine nucléaire et 28 TW.h (0,3 pour 100) d'origine géothermique. Contre seulement 10 pour 100 de la capacité installée totale, l'électro-nucléaire représentait 15 pour 100 de la production mondiale, ce qui indique que la plupart des centrales nucléaires ont été exploitées avec un facteur de charge relativement élevé par rapport aux centrales thermiques classiques et hydro-électriques. Au tableau 2.2, on trouve la répartition de la production d'électricité par source d'énergie dans les vingt plus grands pays producteurs.

En 1985, les États-Unis ont fourni à peu près 26 pour 100 de la production mondiale. L'apport de leurs centrales thermiques classiques a été de 1 848 TW.h, soit 30 pour 100 de la production totale à ce chapitre.

En 1985, le Canada a été le principal producteur d'hydro-électricité, avec 304 TW.h, soit 15 pour 100 de la production mondiale d'origine hydraulique. Au demeurant, sa production totale d'électricité (460 TW.h ou 5 pour 100 du total mondial) le place au quatrième rang, derrière les États-Unis, l'URSS et le Japon.

Tableau 2.2. Comparaison internationale par mode de production, 1985

Pays	Thermique Classique	Hydraulique	Nucléaire	Géothermique	Total
			(GW.h)		
États-Unis	1 848 277	282 499	383 691	10 724	2 525 191
URSS	1 168 000	206 000	170 000	0	1 544 000
Japon	424 427	87 947	159 578	1 460	673 412
Canada	95 045	304 302	61 061	0	460 408
Chine	318 300	92 400	0	0	410 700
Allemagne de l'Ouest	265 191	15 621	125 902	0	406 714
France	52 100	61 200	213 100	0	326 400
Royaume-Uni	229 533	4 095	61 094	0	294 722
Brésil	14 689	178 256	0	0	192 945
Inde	125 795	58 001	4 683	0	188 479
Italie	131 440	41 092	7 024	2 681	182 237
Pologne	133 814	3 894	0	0	137 708
Suède	6 740	71 166	58 637	0	136 543
Espagne	66 117	31 408	28 035	0	125 560
Afrique du Sud	117 658	710	3 925	0	122 293
Australie	104 541	14 428	0	0	118 969
Allemagne de l'Est	99 337	1 758	12 739	0	113 834
Norvège	339	102 851	0	0	103 190
Mexique	65 523	26 241	0	1 641	93 405
Tchécoslovaquie	64 499	4 349	11 779	0	80 627
Total mondial	6 198 662 (64,1 %)	1 995 611 (20,6 %)	1 453 181 (15,0 %)	27 893 (0,3 %)	9 675 347 (100 %)

Source : Annuaire des statistiques de l'énergie, 1985, *Nations Unies, pp. 380-407.*

Premier producteur électronucléaire en 1985 (27 pour 100 du total mondial), les États-Unis affichaient un rendement de 384 TW.h. Par rapport à la production nationale totale, la France se classait au premier rang, toutefois, avec une proportion de près de 65 pour 100 d'origine nucléaire. Elle était suivie de la Belgique, pays ne figurant pas parmi les vingt premiers producteurs, mais où le taux de pénétration du nucléaire atteignait 61 pour 100. La Suède occupait le troisième rang avec un rapport de 43 pour 100. Au Canada, la part du nucléaire a été relativement faible, à 13 pour 100, tandis qu'aux États-Unis et en URSS, elle a été de 15 pour 100 et de 11 pour 100 respectivement.

CONSOMMATION INTÉRIEURE D'ÉLECTRICITÉ

En 1985, la consommation d'électricité par habitant en Norvège a atteint 24 777 kilowattheures (kW.h), devançant celle de tous les autres pays. Le Canada se classait troisième, avec 16 522 kW.h. Au tableau 2.3, on trouve les données pour un éventail de 25 pays en 1985. Les dix premiers figurent sur cette liste selon leur classement dans le monde. Quant aux autres, ils sont présentés dans un ordre décroissant qui ne reflète pas leur place réelle, étant donné que seuls les plus populeux de chaque région ont été retenus.

Le tableau 2.3 fait ressortir à quel point le taux de consommation par habitant varie d'un pays à l'autre. Ainsi, en Norvège, il représente plus de douze fois la moyenne mondiale; au Canada, en Islande et en Suède, plus de huit fois; et aux États-Unis, environ cinq fois. Par contre, le Nigéria et l'Inde n'affichent que 13 pour 100 de la moyenne mondiale, et la Chine, pourtant cinquième pays producteur, 20 pour 100 seulement.

Au Canada, cette forte consommation s'explique essentiellement, d'une part, par les importantes ressources hydrauliques qui ont permis la mise en valeur d'aménagements hydro-électriques rentables dans diverses régions. L'électricité relativement abondante et bon marché a entraîné une consommation plutôt forte chez tous les utilisateurs d'énergie et incité beaucoup d'industries grandes consommatrices d'électricité à venir s'installer au pays. D'autre part, le Canada, pays boréal, connaît un hiver long et rigoureux et, de ce fait, consacre beaucoup d'énergie au chauffage.

TAUX D'ACCROISSEMENT DE LA CONSOMMATION TOTALE D'ÉLECTRICITÉ

Entre 1983 et 1985, la consommation mondiale d'électricité a progressé d'environ 4,5 pour 100 par année. Au tableau 2.4 sont présentés les taux d'accroissement de 25 pays au cours de cette période. En général, ce sont les pays en voie de développement qui ont affiché les plus fortes hausses, l'industrialisation de nombre d'entre eux se traduisant par un bond de la consommation d'électricité.

Tableau 2.3. Comparaison internationale du taux de consommation d'électricité par habitant, 1985

Pays	kW.h/habitant	Taux exprimé en pourcentage de la moyenne mondiale
Norvège	24 777	1 241
Islande	16 642	834
Canada	16 522	828
Suède	16 165	810
Quatar	11 159	559
Luxembourg	11 088	556
États-Unis	10 781	540
Finlande	10 588	531
Nouvelle-Zélande	8 066	404
Australie	7 579	380
Allemagne de l'Est	6 799	341
Allemagne de l'Ouest	6 722	337
Japon	5 577	279
France	5 545	278
URSS	5 445	273
Royaume-Uni	5 232	262
Afrique du Sud	3 294	165
Espagne	3 230	162
Argentine	1 481	74
Brésil	1 444	72
Mexique	1 182	59
Égypte	495	25
Chine	396	20
Inde	248	12
Nigeria	93	5
Moyenne mondiale	1 996	100

Source : Annuaire des statistiques de l'énergie, 1985, *Nations Unies, pp. 408-421.*

Entre 1983 et 1985, le Canada a été l'un des rares pays industrialisés à connaître une hausse notable de sa consommation avec un accroissement de 5,7 pour 100 en moyenne, contre 5,0 pour 100 en France et au Japon, 3,2 pour 100 aux États-Unis et en Allemagne de l'Ouest, 2,9 pour 100 en Italie et 2,8 pour 100 au Royaume-Uni. En revanche, la moyenne mondiale était de 4,5 pour 100. Le Royaume-Uni, l'Italie et la plupart des pays africains figuraient parmi ceux qui affichaient les plus faibles taux d'accroissement de la demande.

LE COMMERCE DE L'ÉLECTRICITÉ

Tant en Europe qu'en Amérique du Nord, bon nombre d'interconnexions relient les centrales les unes aux autres. Ces liaisons rehaussent la rentabilité et la sécurité de fonctionnement des réseaux, tout en abaissant le seuil de capacité installée requis pour répondre à la demande de pointe. Au demeurant, les interconnexions offrent une souplesse d'exploitation accrue en ce sens que les services peuvent réduire leurs frais en important de l'hydro-électricité au lieu d'avoir recours aux centrales (le parc au mazout notamment) dont les coûts de production sont les plus élevés.

De par le monde en 1985, les exportations d'électricité s'élevaient à 216 TW.h, soit 2,2 pour 100 de la production mondiale. Les plus grands pays exportateurs et importateurs figurent aux tableaux 2.5 et 2.6 respectivement.

En 1985, le Canada se classait au

Tableau 2.4. Comparaison internationale des taux d'accroissement de la consommation d'électricité

Pays	1983	1984	1985	Moyenne 1983-85
		(en %)		
Indonésie	35,5	37,8	1,6	25,0
Jordanie	26,9	20,1	7,3	18,1
Iraq	18,2	14,0	1,6	11,3
Thaïlande	12,4	11,1	9,5	11,0
Inde	7,6	11,7	11,8	10,4
Corée du Sud	12,5	18,6	-0,3	10,3
Suède	10,7	8,7	9,2	9,5
Kuwait	6,8	10,7	10,5	9,3
Malaysia	11,0	8,1	8,5	9,2
Iran	14,5	12,6	0,4	9,2
Syrie	10,1	9,5	6,1	8,6
Brésil	7,3	9,9	7,9	8,4
Singapour	10,1	8,5	5,3	8,0
Chine	7,3	7,4	9,0	7,9
Turquie	4,4	12,6	6,5	7,8
Norvège	6,8	5,8	5,4	6,0
Canada	4,6	7,1	5,3	5,7
Japon	6,6	4,5	4,0	5,0
France	2,4	5,4	7,3	5,0
Australie	0,9	6,3	5,3	4,2
URSS	3,7	5,2	3,3	4,1
États-Unis	3,0	4,5	2,2	3,2
Allemagne de l'Ouest	2,8	3,8	3,1	3,2
Italie	1,1	4,8	2,7	2,9
Royaume-Uni	1,6	1,8	5,1	2,8
Total mondial	4,1	5,5	4,0	4,5

Source : Annuaire des statistiques de l'énergie, 1985, *Nations Unies, pp. 408-421.*

premier rang des pays exportateurs avec 43,4 TW.h, soit l'équivalent de 20 pour 100 des exportations mondiales totales (voir le tableau 2.5). Au second et troisième rang venaient respectivement la France (28,8 TW.h) et l'URSS (27,3 TW.h).

Pour ce qui des importations en 1985, les États-Unis étaient bon premier avec 45,9 TW.h, soit 21 pour 100 du total mondial. L'Italie (25,1 TW.h) et l'Allemagne de l'Ouest (18,8 TW.h) occupaient respectivement le deuxième et le troisième rang. Quoique premier pays importateur d'électricité, les États-Unis n'ont acheté à l'étranger que 1,8 pour 100 de leur consommation totale. Le Luxembourg s'est affirmé comme le pays le plus fortement tributaire du commerce, ayant exporté près de 84 pour 100 de sa production et importé 98 pour 100 de sa consommation.

INTENSITÉ D'UTILISATION

Au tableau 2.7, on trouve l'intensité d'utilisation de l'électricité dans l'économie des 24 pays membres de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE). Par intensité, on entend la consommation totale d'électricité par dollar du produit intérieur brut (PIB). Aux fins de comparaison, toutes les devises ont été converties en dollars américains au prix et aux taux de change de 1980. En raison de données insuffisantes, seuls les pays membres de l'OCDE ont été étudiés; parmi ces derniers, la Norvège affichait la plus forte intensité de consommation

Tableau 2.5. Comparaison internationale des exportations d'électricité, 1985

Pays	Exportations* (GW.h)	Production (GW.h)	Ratio exportations/ production
Canada	43 416	440 408	9,4
France	28 800	326 400	8,8
URSS	27 246	1 544 000	1,8
Suisse	23 210	53 872	43,1
Allemagne de l'Ouest	16 330	406 714	4,0
Autriche	7 770	43 923	17,7
Pologne	7 568	137 708	5,5
Tchécoslovaquie	7 257	80 627	9,0
Suède	6 675	136 543	4,9
Belgique	5 543	56 356	9,8
Espagne	5 001	125 560	4,0
États-Unis	4 965	2 525 191	0,2
Norvège	4 618	103 190	4,5
Allemagne de l'Est	3 674	113 834	3,2
Zambie	3 100	10 090	30,7
Danemark	2 695	29 064	9,3
Uruguay	2 678	6 602	40,6
Yougoslavie	2 036	73 942	2,8
Hongrie	1 924	26 779	7,2
Bulgarie	1 655	41 633	4,0
Italie	1 436	182 237	0,8
Portugal	1 284	19 007	6,8
Roumanie	1 000	75 268	1,3
Finlande	878	47 098	1,9
Laos	723	1 350	53,6
Luxembourg	422	502	84,1
Pays-Bas	126	62 936	0,2
Total mondial	216 071	9 675 347	2,2

* *Troc exclu.*

Source : Annuaire des statistiques de l'énergie, 1985, *Nations Unies, pp. 408-421.*

d'électricité, suivie du Canada, de l'Islande, de la Nouvelle-Zélande et de la Suède. En 1985, le ratio électricité/PIB de ces cinq pays était supérieur à un.

Pour ce qui est de l'intensité de la consommation dans l'ensemble des 24 pays membres de l'OCDE, la tendance générale était à la hausse entre 1960 et 1985, malgré quelques fluctuations enregistrées aux États-Unis, au Japon, au Royaume-Uni, en Norvège et au Luxembourg. Au cours de cette période, des sept pays les plus industrialisés, c'est la France qui a connu la hausse la plus rapide, avec un taux d'accroissement annuel de 2 pour 100. Puis venaient l'Allemagne de l'Ouest (1,9 pour 100), l'Italie (1,6 pour 100), les États-Unis (1,5 pour 100), le Canada (1,1 pour 100), le Royaume-Uni (1,0 pour 100) et le Japon (0,7 pour 100).

Aux États-Unis, l'intensité a plafonné en 1980 et, après un léger recul, s'est stabilisée au niveau de 1975. Au Japon, il y a eu une lente progression entre 1960 et 1975, mais un fléchissement graduel a ramené l'intensité au niveau de 1970. Entre 1960 et 1970 au Royaume-Uni, l'intensité de la consommation a connu une forte hausse, à raison d'un taux de croissance annuel de 3,2 pour 100, mais depuis lors, elle s'effrite progressivement, ayant reculé en moyenne de 0,5 pour 100 par année entre 1970 et 1985.

TARIFS DE L'ÉLECTRICITÉ

Il est malaisé de comparer les tarifs d'électricité à l'échelle

Tableau 2.6. Comparaison internationale des importations d'électricité, 1985

Pays	Importations* (GW.h)	Consommation (GW.h)	Ratio importations/ consommation
États-Unis	45 901	2 566 127	1,8
Italie	25 105	205 906	12,2
Allemagne de l'Ouest	18 829	409 213	4,6
Suisse	14 512	45 174	32,1
Hongrie	12 732	37 587	33,9
Tchécoslovaquie	10 796	84 166	12,8
Autriche	6 051	42 204	14,3
Bulgarie	5 959	45 937	13,0
Finlande	5 565	51 785	10,8
Belgique	5 497	56 310	9,8
Pologne	5 456	135 596	4,0
France	5 400	303 000	1,8
Suède	5 142	135 010	3,8
Pays-Bas	4 626	67 436	6,9
Norvège	4 055	102 627	4,0
Luxembourg	3 945	4 025	98,0
Espagne	3 927	124 586	3,2
Allemagne de l'Est	3 836	113 996	3,4
Portugal	3 530	21 253	16,6
Danemark	3 155	29 524	10,7
Canada	3 093	420 085	0,7
Zimbabwe	3 000	7 342	40,9
Brésil	2 781	195 724	1,4
Yougoslavie	2 663	74 569	3,6
Turquie	2 137	35 450	6,0
Chine	1 050	411 750	0,3
Total mondial	216 071	9 675 347	2,2

* *Troc exclu.*

Source : Annuaire des statistiques de l'énergie, 1985, *Nations Unies, pp. 408-421.*

internationale, à cause des divers barèmes tarifaires en vigueur et des monnaies nationales. Il n'empêche que l'on obtient un résultat satisfaisant en utilisant les tarifs moyens par kilowattheure (kW.h) dans un secteur donné et en les convertissant tous dans une même monnaie nationale.

Aux tableaux 2.8 et 2.9, on trouve les tarifs d'électricité pour les secteurs industriel et résidentiel respectivement, mais, en raison de l'insuffisance des données, seuls dix-sept pays y figurent. Quoi qu'il en soit, les tarifs en vigueur au Canada sont très concurrentiels. Dans le secteur industriel, la Norvège affichait les tarifs les plus bas en 1985 avec 1,42 cent US/kW.h, suivie du Canada (2,88 cents US/kW.h) et de la Suède (2,91 cents US/kW.h). Quant au secteur résidentiel, le Canada offrait les tarifs les moins élevés (3,61 cents US/kW.h), suivi de la Norvège (3,93 cents US/kW.h) et de la Suède (3,98 cents US/kW.h).

Dans ces deux secteurs, c'est au Japon que l'on trouvait les tarifs les plus élevés parmi les dix-sept pays membres de l'OCDE examinés. En 1985, l'écart entre les tarifs en vigueur au Canada et au Japon atteignait près de 320 pour 100 dans le secteur industriel et environ 340 pour 100 dans le secteur résidentiel.

Tableau 2.7. Comparaison internationale de la consommation d'électricité par dollar du P.I.B. (intensité)

Pays	1960	1965	1970	1975	1980	1985
			(kW.h/$ US 1980)			
Norvège	1,30	1,55	1,56	1,58	1,45	1,59
Canada	1,07	1,07	1,20	1,23	1,29	1,42
Islande	0,48	0,44	0,84	0,97	0,98	1,07
Nouvelle-Zélande	0,51	0,63	0,73	0,87	0,98	1,03
Suède	0,52	0,58	0,63	0,70	0,78	1,02
Finlande	0,40	0,53	0,60	0,66	0,77	0,91
États-Unis	0,60	0,65	0,80	0,88	0,89	0,87
Portugal	0,39	0,44	0,48	0,57	0,68	0,83
Luxembourg	0,64	1,06	0,78	0,97	0,87	0,80
Australie	0,37	0,46	0,51	0,58	0,66	0,74
Grèce	0,19	0,25	0,39	0,50	0,58	0,69
Irlande	0,28	0,38	0,49	0,50	0,57	0,57
Espagne	0,26	0,29	0,37	0,42	0,51	0,56
Japon	0,45	0,47	0,53	0,57	0,55	0,53
Royaume-Uni	0,41	0,50	0,56	0,55	0,53	0,52
Autriche	0,42	0,44	0,46	0,47	0,49	0,52
Italie	0,34	0,39	0,42	0,46	0,48	0,51
Allemagne de l'Ouest	0,31	0,35	0,40	0,45	0,46	0,49
Turquie	0,15	0,20	0,26	0,32	0,43	0,48
Belgique	0,29	0,32	0,36	0,40	0,43	0,47
France	0,27	0,29	0,32	0,34	0,40	0,44
Suisse	0,31	0,31	0,32	0,37	0,38	0,42
Danemark	0,15	0,21	0,30	0,33	0,39	0,41
Pays-Bas	0,21	0,26	0,32	0,36	0,38	0,39

Sources : Les données sur le Produit intérieur brut réel exprimé en $ US proviennent de la publication intitulée Comptes nationaux, 1960-1985, *du département de l'Économie et des Statistiques de l'OCDE (février 1987). Les données sur l'électricité sont tirées de divers numéros de* l'Annuaire des statistiques de l'énergie, *des Nations Unies.*

Tableau 2.8. Comparaison internationale des tarifs de l'électricité dans le secteur industriel, 1985

Pays	Tarif industriel (cents US/kW.h)	Exprimé en pourcentage du tarif canadien
Norvège	1,42	49
Canada	2,88	100
Suède	2,91	101
Australie	3,14	109
France	3,66	127
Finlande	4,05	141
Pays-Bas	4,16	144
Belgique	4,29	149
Danemark	4,50	156
Espagne	4,63	161
Allemagne de l'Ouest	4,72	164
Suisse	4,84	168
Royaume-Uni	4,86	169
États-Unis	5,16	179
Portugal	5,66	197
Italie	5,97	207
Japon	9,22	320

Sources : Les tarifs de l'électricité exprimés en devise du pays d'origine sont tirés de divers numéros du Quarterly Energy Review, *Europe de l'Ouest et Extrême-Orient, publication du service de renseignements de l'*Economist. *Les taux de change utilisés pour convertir les monnaies nationales en $ US de 1985 proviennent de la publication de l'OCDE intitulée* Compte nationaux, 1960-1985, *février 1987.*

Tableau 2.9. Comparaison internationale des tarifs de l'électricité dans le secteur résidentiel, 1985

Pays	Tarif résidentiel (cents US/kW.h)	Exprimé en pourcentage du tarif canadien
Canada	3,61	100
Norvège	3,93	109
Suède	3,98	110
Australie	5,17	143
Finlande	5,24	145
Suisse	5,94	165
Royaume-Uni	6,74	187
Portugal	7,52	208
Italie	7,70	213
États-Unis	7,79	216
Allemagne de l'Ouest	8,29	230
Danemark	8,48	235
France	8,51	236
Espagne	8,58	238
Pays-Bas	8,73	242
Belgique	10,14	281
Japon	12,16	337

Sources : Les tarifs de l'électricité exprimés en devise du pays d'origine sont tirés de divers numéros du Quarterly Energy Review, *Europe de l'Ouest et Extrême-Orient, publication du service de renseignements de l'*Economist. *Les taux de change utilisés pour convertir les monnaies nationales en $ US de 1985 proviennent de la publication de l'OCDE intitulée* Comptes nationaux, 1960-1985, *février 1987.*

3. Cadre réglementaire

RÉGLEMENTATION FÉDÉRALE

Pouvoirs constitutionnels

En vertu de la Constitution canadienne, la production, le transport et la distribution de l'électricité sont principalement du ressort des provinces. Le gouvernement central voit uniquement au commerce international et interprovincial et à l'énergie nucléaire. Aux termes de l'article 91.2 de la *Loi constitutionnelle*, il dispose d'ailleurs de pouvoirs étendus en matière de commerce. Quant à l'énergie nucléaire, le gouvernement peut, en conformité avec les paragraphes 91.29 et 92.10 de la Loi, réglementer les questions que le Parlement déclare être à l'avantage de tous les Canadiens.

Le droit de propriété provincial de la plupart des ressources énergétiques est conféré par l'article 109 de la *Loi constitutionnelle*, lui-même complété par l'article 92A, en vertu duquel les assemblées provinciales légifèrent le pouvoir d'aménager, de conserver et de gérer les installations et les sites compris dans leur territoire en vue de produire de l'énergie électrique. Aux termes de l'article 92A adopté en 1982, les provinces sont également habilitées à légiférer les ventes interprovinciales d'électricité, pourvu que les mesures visées soient conformes aux lois fédérales et n'entraînent aucune discrimination quant aux prix et aux quantités exportées dans les différentes parties du pays.

Office national de l'énergie[1]

Instance fédérale, l'Office national de l'énergie (ONE) a été créé en 1959, en vertu d'une loi qui lui confère le pouvoir et le mandat de conseiller le gouvernement central en matière de mise en valeur et d'utilisation des ressources énergétiques. L'Office réglemente également certains aspects du pétrole, du gaz naturel et de l'électricité. Dans ce dernier domaine, la compétence judiciaire de l'Office s'étend uniquement à la délivrance de permis d'exportation et de certificats autorisant l'exploitation des lignes de transport internationales et de certaines lignes de transport interprovinciales. Par contre, l'Office n'a aucun droit de regard sur les importations d'électricité.

La partie III de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* prévoit la réglementation fédérale des lignes de transport internationales. Lorsqu'il est saisi d'une demande de certificat visant une ligne internationale, l'Office détermine si son exploitation sera conforme à l'intérêt public. À cette fin, il doit tenir compte : (i) de la disponibilité de blocs d'électricité exportables, (ii) de l'existence de marchés, (iii) de la rentabilité du projet, (iv) de l'aspect financier et de la participation canadienne et (v) de toute autre question pertinente. Cet examen comprend des audiences publiques. Les demandes acceptées par l'ONE doivent être ratifiées par le gouverneur en conseil. L'Office peut autoriser, sans audience publique, la construction et l'exploitation de lignes de transport internationales dont la puissance n'excède pas 50 kilovolts.

Le gouverneur en conseil peut, par ordonnance, assujettir une ligne interprovinciale précise à la réglementation visant les lignes internationales. Lorsque l'énergie provenant d'une province ne fait que passer dans le réseau d'une autre province, la réglementation fédérale ne s'applique pas.

La partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* prévoit la réglementation des exportations d'énergie électrique. Les licences d'exportation délivrées par l'Office comportent des modalités auxquelles les titulaires doivent se plier. En vertu de la Loi, une licence a une durée d'au plus 25 ans. Lorsqu'il examine une demande de licence d'exportation, l'Office doit tenir compte de tous les facteurs qui se rapportent à l'intérêt public. En particulier, l'Office doit s'assurer : (i) que la quantité d'énergie électrique destinée à l'exportation est en sus des besoins raisonnablement prévisibles des Canadiens et (ii) que les prix proposés sont équitables et raisonnables.

En ce qui a trait aux prix à l'exportation, l'Office s'est fixé trois lignes directrices : (i) ces prix doivent permettre de récupérer une partie convenable des frais engagés au Canada, (ii) ils ne doivent pas être inférieurs à ce qu'il en coûte aux Canadiens pour obtenir un service équivalent dans des régions connexes et (iii) ces prix ne doivent pas être en deçà du coût de l'option la moins chère dont disposait l'importateur. L'Accord de libre-échange, dont l'entrée en vigueur est prévue pour le 1er janvier 1989, supprimera le troisième critère de détermination des prix.

Avant de délivrer des licences d'exportation, l'Office tient habituellement une audience publique. Toutefois, lorsque les quantités exportées sont faibles (moins de 60 mégawatts et de 400 gigawattheures par année) ou justifiées par une situation d'urgence, l'Office peut prendre des ordonnances autorisant l'exportation sans audiences publiques.

La Commission de contrôle de l'énergie atomique

Dès la fin de la Seconde Guerre mondiale, le Canada cherchait les moyens d'encourager l'atome civil tout en prévenant l'armement

[1] Une nouvelle politique en matière d'exportation d'électricité sera annoncée en septembre 1988.

nucléaire. C'est dans cet esprit que fut adoptée en 1946 la *Loi sur le contrôle de l'énergie atomique*.

Cette loi conférait au gouvernement du Canada tous les pouvoirs en matière de développement, d'exploitation et d'utilisation de l'énergie nucléaire et créait la Commission de contrôle de l'énergie atomique (CCEA). Celle-ci, composée de cinq membres, voit à l'application et à l'exécution de la Loi; elle régit l'utilisation de substances radioactives de même que toute activité mettant en jeu de l'énergie nucléaire. Elle réglemente en outre tous les aspects qui touchent la santé, la sécurité, la sûreté et l'environnement. La CCEA rend compte de ses activités devant le Parlement, par l'entremise du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

La principale fonction de la Commission consiste à autoriser les installations nucléaires et toute activité reliée à l'utilisation de substances et d'équipement réglementés. Les installations nucléaires comprennent les réacteurs de puissance et de recherche, les mines et les usines d'affinage d'uranium, les usines de fabrication de combustible et d'eau lourde, les installations de gestion des déchets et les accélérateurs de particules. Sont inclus dans la catégorie des substances contrôlées l'uranium, le thorium, l'eau lourde et les radio-isotopes. Par ailleurs, la production, la transformation, la vente, l'utilisation, l'importation et l'exportation de ces substances sont susceptibles de faire l'objet d'une autorisation. Avant de délivrer un permis, la Commission s'assure que les normes appropriées de santé, de sûreté et de sécurité sont respectées.

Les pouvoirs de la Commission s'étendent également à la sécurité internationale de la technologie et des substances nucléaires. Au moyen de la délivrance de permis, il s'agit de veiller à ce que les exportations d'équipements et d'approvisionnements nucléaires ne contreviennent pas aux obligations du Canada aux termes du Traité sur la non-prolifération des armes nucléaires.

RÉGLEMENTATION PROVINCIALE

Rappelons qu'en vertu de la Constitution, la production, le transport et la distribution de l'électricité sont du ressort des provinces. La plupart de celles-ci, d'ailleurs, ont adopté des règlements à ces égards. Nombre d'entre elles ont créé des organismes investis d'un pouvoir réglementaire de surveillance des services publics d'électricité; toutefois, la rigueur de leur mandat varie d'une province à l'autre. Les grandes questions les plus susceptibles d'être soumises à un examen sont la tarification et la construction de nouvelles centrales. Le cadre réglementaire de chaque province se trouve résumé ci-dessous. La réglementation des questions environnementales est décrite au chapitre 11.

Terre-Neuve

La Newfoundland Light & Power Company (NLPC) et la Newfoundland and Labrador Hydro (NLH) sont responsables devant la Newfoundland Board of Commissioners of Public Utilities (NBCPU). Cette commission réglemente dans leur totalité les tarifs et les programmes de la NLPC ainsi que la construction de nouvelles installations. Depuis 1977, en vertu de l'*Electric Power Control Act*, son autorité s'étend aux tarifs résidentiels de la NLH. Elle présente des recommandations concernant les tarifs au conseil des ministres de Terre-Neuve qui, en dernière instance, tranche la question.

En dernier ressort, il appartient également au Cabinet d'autoriser le programme d'investissement de la NLH, qui ne peut entamer la construction de nouvelles installations sans son aval. Quant à la NLPC, elle doit faire approuver ses projets par la NBCPU, régie provinciale de l'électricité, avant toute mise en chantier.

Île-du-Prince-Édouard

La Maritime Electric Company Limited est assujettie aux règlements de la Public Utilities Commission of Prince Edward Island, en vertu des dispositions de l'*Electric Power and Telephone Act*. Cette commission détermine les tarifs imposés dans la province et examine tous les projets de construction de centrales ou d'installations de transport. Si elle est d'avis que la nouvelle installation pourrait porter atteinte à l'environnement, la commission met en branle un processus d'examen environnemental officiel, dont le détail figure au chapitre 11.

Nouvelle-Écosse

Depuis 1976, la Board of Commissioners of Public Utilities (la Commission) détient conformément à la *Public Utilities Act*, tous les pouvoirs décisionnaires en ce qui concerne les tarifs et les programmes des services publics de la province.

Les pouvoirs de la Commission portent notamment sur la mise en chantier, et les services publics sont tenus de soumettre leurs projets d'équipements, qu'il s'agisse de centrales ou d'installations de transport. Dans le cadre du processus d'examen, la Commission tient des audiences publiques afin que le service puisse présenter son projet, ses coûts et les solutions de rechange. L'intervention directe du public y est permise. Au reste, il

appartient à la Commission d'arrêter le sort des installations projetées.

Nouveau-Brunswick

Société d'État, Énergie Nouveau-Brunswick (Énergie N.-B.) rend compte au gouvernement provincial par l'entremise de son président, qui est également membre du conseil des ministres. Les tarifs et l'exploitation sont réglementés par une commission de neuf membres établie par le lieutenant-gouverneur du Nouveau-Brunswick; le président et le vice-président du service public en sont membres. Ses recommandations sont adressées au conseil des ministres, qui tranche en matière de réglementation. Chaque année, un comité de l'Assemblée législative chargé des sociétés publiques passe en revue les tarifs de l'électricité et les activités liées à l'exploitation.

Énergie N.-B. doit obtenir l'autorisation du lieutenant-gouverneur en conseil avant de construire de nouvelles installations. Quoique détenteur du pouvoir suprême à cet égard, le lieutenant-gouverneur en conseil fonde sa décision sur la recommandation que le ministre des Affaires municipales et de l'Environnement émet au terme d'une évaluation de l'incidence environnementale. Le détail du processus d'examen environnemental figure au chapitre 11.

Québec

Au Québec, un comité de l'Assemblée nationale sur la main-d'oeuvre et l'économie étudie le plan de développement à long terme d'Hydro-Québec. Le comité présente sa recommandation au ministre de l'Énergie et des Ressources qui, à son tour, présente la sienne au conseil des ministres. Ainsi, toute hausse tarifaire d'Hydro-Québec doit être avalisée par le conseil des ministres.

Par ailleurs, avant de mettre en chantier de nouvelles installations, Hydro-Québec doit obtenir un décret du gouvernement provincial. Avant la prise du décret, le ministère de l'Environnement et celui de l'Énergie et des Ressources doivent approuver l'installation projetée; d'autres ministères et organismes provinciaux sont aussi consultés.

Ontario

Société publique appartenant à la province, Ontario Hydro rend compte au gouvernement provincial par l'entremise du ministre de l'Énergie. La gestion de la société relève du conseil d'administration. Les modifications tarifaires proposées sont adressées à la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO), par l'intermédiaire du ministre de l'Énergie, pour être évaluées lors d'audiences publiques. Toutefois, le conseil d'administration de la société publique est habilité à fixer les tarifs et peut accepter ou rejeter les recommandations formulées par la CEO.

En ce qui a trait à son programme d'équipements et à ses installations de transport, Ontario Hydro est régie par la Commission d'enquête conjointe de la province. La Commission regroupe des membres de la Commission des évaluations environnementales et des membres de la Commission des affaires municipales de l'Ontario. La Commission d'enquête conjointe présente une recommandation au gouvernement qui, en dernière instance, donne son approbation par décret.

Manitoba

En vertu de la *Loi sur Hydro-Manitoba*, la Commission des services publics peut examiner les tarifs de ce service public, sur avis conforme du gouvernement ou à la demande d'un abonné. Elle présente alors son rapport au ministre de l'Énergie et des Mines, mais il appartient au Cabinet d'approuver ou de rejeter le barème tarifaire proposé.

En vertu de la *Loi sur l'environnement du Manitoba* de 1988, le gouvernement provincial est également tenu d'approuver la mise en chantier d'installations de grande envergure. Les demandes sont présentées au ministre de l'Environnement qui effectue alors une évaluation environnementale en règle. Voir le chapitre 11 pour de plus amples détails.

Saskatchewan

Un conseil d'administration, dont les membres sont nommés par le gouvernement provincial, est responsable de la gestion et de l'exploitation de la Saskatchewan Power Corporation (SPC ou SaskPower), société d'État. Tout projet de hausse tarifaire ou de mise en chantier de nouvelles installations de production ou de transport d'électricité doit être approuvé par le conseil d'administration, auquel siège le ministre responsable de la SaskPower.

Alberta

En ce qui a trait à l'expansion du parc de centrales et des installations de transport, à la mise en valeur de mines de charbon et aux changements apportés aux territoires desservis, la TransAlta Utilities Corporation et l'Alberta Power Limited relèvent de la compétence de l'Office de

conservation des ressources énergétiques de l'Alberta (OCREA). Les centrales thermiques sont approuvées au moyen d'une licence délivrée sous réserve de l'aval du lieutenant-gouverneur en conseil, alors que les centrales hydrauliques exigent l'adoption d'une loi d'autorisation. Les tarifs de la TransAlta et de l'Alberta Power sont régis par l'Alberta Public Utilities Board, aux termes de la *Public Utilities Board Act* de 1980.

Service municipal, l'Edmonton Power relève du conseil municipal d'Edmonton, tout en étant régi par les divers organismes de réglementation de la province. Le conseil municipal réglemente la tarification et le financement du service; quant à l'OCREA, il s'occupe de la réglementation des nouvelles installations de production et de transport.

Les trois services publics participent au programme de partage des coûts de l'Electric Energy Marketing Agency (EEMA), organisme créé en 1982 par le gouvernement provincial dans le but de niveler les coûts de l'énergie électrique à l'échelle de la province. Aux termes des lois régissant l'EEMA, les coûts de production et de transport de l'électricité sont réglementés par la commission provinciale des services publics, qui approuve également les prix de vente de l'électricité à l'EEMA. Celle-ci évalue les coûts des services publics et revend l'électricité à prix moyen.

Colombie-Britannique

La British Columbia Utilities Commission (BCUC) approuve tout nouveau barème tarifaire dans la province. Les importantes installations de production ou de transport d'électricité doivent être approuvées par le Cabinet provincial. Sur réception d'une demande, le gouvernement peut en saisir la BCUC qui l'examinera et fera une recommandation. Quant aux promoteurs de projets avalisés par le Cabinet, ils reçoivent un certificat (Energy Project Certificate) délivré par le gouvernement provincial.

Yukon et Territoires du Nord-Ouest

Tel qu'indiqué au chapitre 1, le gouvernement du Canada a cédé l'actif de la Commission d'énergie du Nord canadien (CENC) aux gouvernements territoriaux. Au Yukon, le transfert a été finalisé en 1987. La Yukon Energy Corporation (YEC), principal service d'électricité du territoire, est assujettie à la réglementation de la Yukon Utility Board (la Commission) en vertu de la *Public Utilities Act* de 1986. C'est ainsi que la YEC est tenue de saisir la Commission de toute demande de modification du barème tarifaire et de mise en chantier. Après examen de la demande, la Commission rend sa décision.

Le transfert des biens de la CENC à la Northwest Territories Power Corporation a été terminé en mai 1988. Pour l'instant, c'est le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest qui réglemente la tarification et la construction de nouvelles installations. Au terme de l'examen en cours de la *N.W.T. Public Utilities Board Act*, le service public devrait être réglementé par la Public Utilities Board, régie territoriale, vers la fin de 1989.

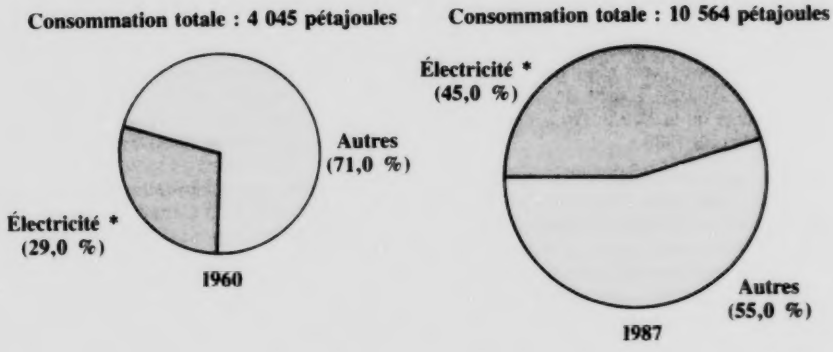
4. Consommation

ÉLECTRICITÉ : DEMANDE PRIMAIRE ET DEMANDE SECONDAIRE

L'électricité répond à une part importante de la demande primaire et secondaire d'énergie au Canada. Aux fins du présent rapport, la demande primaire d'énergie est la quantité d'énergie à la disposition du consommateur, plus les pertes subies au cours de la conversion et l'énergie utilisée par le fournisseur. On tient compte, notamment, des pertes subies au cours du raffinage des produits pétroliers ou de celles qui sont attribuables à l'inefficacité thermique ou mécanique de la conversion de combustibles fossiles (charbon, mazout, gaz naturel) en énergie thermique destinée à la production d'électricité. Le taux de pénétration de l'électricité dans la demande totale d'énergie primaire a connu une montée régulière, passant de 29 pour 100 en 1960 à 45 pour 100 en 1987 (voir figure 4.1). En termes de volumes, la demande d'énergie primaire consommée sous forme d'électricité a été portée de 1 153 pétajoules (PJ) en 1960 à 4 739 PJ en 1987, soit un taux de croissance annuel moyen de 5,4 pour 100, près du double du taux de 2,7 pour 100 enregistré pendant la même période pour la demande d'énergie primaire non électrique.

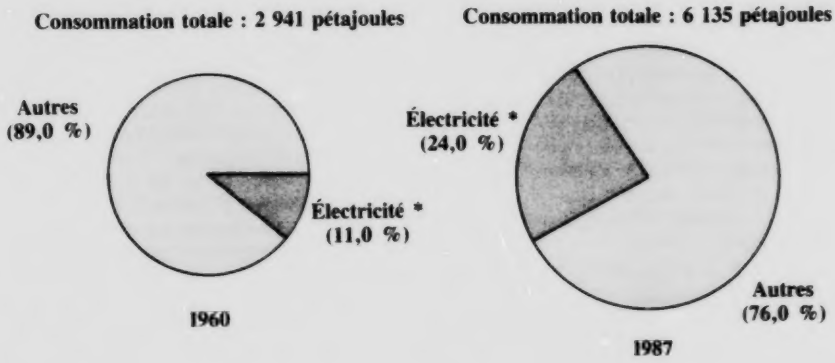
La demande secondaire est l'énergie disponible, sous sa forme finale, et utilisée par le consommateur. L'électricité intervient moins pour l'énergie secondaire que pour l'énergie primaire. Comme l'indique la figure 4.2, la part de l'électricité dans la demande secondaire d'énergie est passée de 11 pour 100 en 1960 à 24 pour 100 en 1987.

Figure 4.1. Demande primaire d'énergie au Canada



* Taux de conversion : 10,5 mégajoules par kilowattheure

Figure 4.2. Demande secondaire d'énergie au Canada



* Taux de conversion : 3,5 mégajoules par kilowattheure

CONSOMMATION TOTALE D'ÉLECTRICITÉ

La consommation (demande) totale d'électricité englobe la production des services d'électricité et des établissements industriels ainsi que les importations nettes (importations moins exportations). Entre 1960 et 1987, le taux de croissance annuel moyen de la demande totale était de 5,3 pour 100 au Canada (voir le tableau 4.1). De 1960 à 1974, la croissance était rapide et a peu fluctué : le taux de croissance annuel moyen était de 6,6 pour 100, mais le premier choc pétrolier de 1973-1974 l'a ramené à

Tableau 4.1. Consommation d'électricité par province

	Consommation d'électricité (GW.h)								Taux de croissance annuel moyen (%)			
	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1986	1987*	1960-74	1975-87	1960-87	1986-87
T.-N.	1 427	2 684	4 770	6 206	8 545	9 658	9 712	9 697	11,5	3,8	7,4	-0,2
Î.-P.-É.	79	137	250	421	518	578	622	647	11,9	3,7	8,1	4,0
N.-É.	1 733	2 502	3 706	5 697	6 814	7 626	7 942	8 326	8,7	3,2	6,0	4,8
N.-B.	1 684	2 905	4 221	6 713	8 838	10 514	11 658	12 376	10,1	5,2	7,7	6,2
Qc	44 002	52 229	69 730	89 932	118 254	144 761	151 838	158 196	5,4	4,8	4,9	4,2
Ont.	37 157	49 276	69 488	89 197	106 509	122 460	126 936	132 174	6,4	3,3	4,8	4,1
Man.	4 021	5 942	8 601	11 890	13 927	15 912	16 217	15 862	7,9	2,4	5,2	-2,2
Sask.	2 124	3 449	5 402	7 187	9 827	12 050	11 961	12 451	9,2	4,7	6,8	4,1
Alb.	3 472	5 603	9 880	15 246	23 172	33 295	34 659	36 588	10,7	7,5	9,1	5,6
C.-B.	13 413	19 170	25 761	32 689	42 789	49 150	49 394	50 934	6,9	3,8	5,1	3,1
Yukon	89	109	220	352	381	252	344	433	9,3	1,7	6,0	25,6
T. N.-O.	100	159	308	425	494	594	535	466	10,2	0,8	5,9	-12,7
Canada	109 304	144 165	202 337	265 955	340 068	406 859	421 818	438 150	10,2	4,2	5,3	3,9

* *Données préliminaires.*

Source: Statistique de l'énergie électrique, Volume II, *Statistique Canada, nº de catalogue 57-202.*

Tableau 4.2. Consommation d'électricité au Canada par secteur

	Consommation d'électricité (GW.h)								Taux de croissance annuel moyen (%)			
	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1986	1987*	1960-74	1975-87	1960-87	1986-87
Résidentiel	20 397 (19)	29 738 (20)	43 431 (21)	64 128 (24)	92 440 (27)	113 983 (28)	117 905 (28)	126 993 (29)	7,9	5,9	7,0	7,7
Commercial	12 632 (12)	23 859 (17)	44 068 (22)	65 744 (25)	75 912 (21)	85 320 (21)	92 148 (22)	96 927 (22)	12,4	3,3	7,8	5,2
Industriel	66 353 (60)	79 118 (55)	98 450 (49)	109 743 (41)	142 247 (42)	171 803 (42)	175 507 (42)	177 367 (41)	4,3	4,1	3,7	1,1
Pertes en lignes **	9 920 (9)	11 450 (8)	16 388 (8)	26 340 (10)	32 469 (10)	35 753 (9)	36 258 (8)	36 863 (8)	6,5	2,8	5,0	1,7
Total	109 304 (100)	144 165 (100)	202 337 (100)	265 955 (100)	340 068 (100)	406 859 (100)	421 818 (100)	438 150 (100)	6,6	4,2	5,3	3,9

* *Données préliminaires.*

** *Pertes subies au cours du transport et de la distribution.*
Les données entre parenthèses représentent le taux en pourcentage.

Source : Statistique de l'énergie électrique, Volume II, *Statistique Canada, nº de catalogue 57-202.*

4,2 pour 100. En 1987, la consommation a connu une hausse de 3,9 pour 100, contre 3,7 pour 100 l'année précédente.

En 1987, la consommation totale d'électricité au Canada se répartissait comme suit : 41 pour 100 dans le secteur industriel, 29 pour 100 dans le secteur résidentiel, 22 pour 100 dans le secteur commercial et 8 pour 100 au chapitre des pertes subies au cours du transport et de la distribution (voir tableau 4.2). Depuis 1960, la hausse est soutenue dans l'ensemble : le secteur commercial affiche la croissance la plus forte (moyenne annuelle de 7,8 pour 100 entre 1960 et 1987), et le secteur industriel, la plus faible (moyenne de 3,7 pour 100 par année). En 1960, le secteur industriel absorbait 60 pour 100 de la demande totale, mais sa consommation s'est contractée pour se stabiliser à près de 42 pour 100.

Au tableau 4.3 figurent la production, les échanges et la consommation d'électricité par province. En 1987, le Québec s'est affirmé comme la première province productrice et consommatrice et s'est classé bon premier pour ce qui est des exportations à l'étranger. À la figure 4.3, on trouve la production totale d'électricité, la consommation et les échanges nets.

CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ PAR HABITANT

Au tableau 4.4 figure la consommation d'électricité par habitant pour toutes les provinces; à l'instar de la consommation totale, la tendance était à la hausse marquée avant le choc pétrolier de 1973-1974, puis au ralentissement. À cet égard, entre 1960 et 1987, la Saskatchewan affichait le taux de croissance annuel moyen le plus élevé (7,5 pour 100), suivie de l'Île-du-Prince-Édouard (7,2 pour 100), du Nouveau-Brunswick (6,9 pour 100) et de l'Alberta (6,6 pour 100).

Au chapitre de la consommation d'électricité par habitant en 1987, les Québécois devançaient tous les autres avec 23 720 kW.h par habitant, et les insulaires de l'Île-du-PrinceÉdouard (Î.-P.-É.) sont derniers avec 5 043 kW.h par tête. Le taux du Québec était de 39 pour 100 supérieur à la moyenne nationale et celui de l'Î.-P.-É., de 71 pour 100 inférieur. En 1987, le Québec, la Colombie-Britannique, le Nouveau-Brunswick et le Yukon sont les seules régions à afficher des taux supérieurs à la moyenne nationale.

CROISSANCE ÉCONOMIQUE ET CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ

Bon nombre de facteurs influent sur la consommation d'électricité : l'activité économique, les phénomènes démographiques, les tarifs, le prix des autres ressources énergétiques, les économies d'énergie, les changements techno-

Tableau 4.3. Production, échanges et consommation d'électricité par province, 1987

	Production	Importations		Exportations		Consommation
		Provinces	É.-U.*	Provinces	É.-U.*	
T.-N.	40 090	0	0	30 393	0	9 697
Î.-P.-É.	164	483	0	0	0	647
N.-É.	7 749	659	0	82	0	8 326
N.-B.	12 493	6 992	266	1 164	6 141	12 376
Qc	156 952	30 427	0	12 782	16 401	158 196
Ont.	131 582	6 992	2 113	16	8 497	132 174
Man.	19 902	1 220	512	2 311	3 461	15 862
Sask.	12 440	1 262	84	1 222	113	12 451
Alb.	36 770	526	2	710	0	36 588
C.-B.	63 067	710	493	521	12 815	50 934
Yukon	432	0	0	0	0	432
T. N.-O.	467	0	0	0	0	467
Canada	482 108	49 201	3 470	49 201	47 428	438 150

* *Échanges compris.*

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada.

Figure 4.3. Production d'électricité, consommation et échanges nets, 1987 (en GW.h)

Tableau 4.4. Provinces : consommation d'électricité par habitant

	Consommation par habitant (kW.h/habitant)								Taux de croissance annuel moyen (%)			
	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1986	1987	1960-74	1975-87	1960-87	1986-87
T.-N.	3 184	5 500	9 226	11 304	14 758	16 632	16 739	16 745	10,1	3,3	6,3	0,0
Î.-P.-É.	765	1 257	2 273	3 598	4 177	4 608	4 852	5 043	11,1	2,9	7,2	3,9
N.-É.	2 385	3 310	4 739	6 948	7 988	8 668	8 986	9 370	7,9	2,5	5,2	4,3
N.-B.	2 864	4 724	6 732	10 095	14 850	16 058	16 167	17 115	9,2	4,5	6,9	5,9
Qc	8 565	9 187	11 597	14 555	18 735	21 991	22 911	23 720	4,1	4,2	3,8	3,5
Ont.	6 086	7 259	9 203	10 915	12 422	13 510	13 825	14 205	4,3	2,2	3,2	2,8
Man.	4 932	6 158	8 750	11 726	13 521	14 863	15 035	14 649	6,3	1,9	4,1	-2,6
Sask.	1 750	3 631	5 741	7 924	10 131	11 839	11 715	12 169	11,6	3,6	7,5	3,9
Alb.	2 695	3 864	6 194	8 575	11 135	14 120	14 505	15 277	8,4	4,9	6,6	5,3
C.-B.	8 386	10 680	12 124	13 433	16 220	17 038	16 998	17 356	3,9	2,2	2,7	2,1
Yukon	4 589	7 569	11 957	16 526	17 085	10 862	15 026	18 633	8,7	1,0	5,3	24,0
T. N.-O.	5 304	5 540	8 851	10 316	11 052	11 647	10 507	9 174	3,5	-1,0	2,1	-12,7
Canada	6 184	7 339	9 501	11 718	13 112	16 043	16 633	17 121	4,9	3,2	3,8	2,9

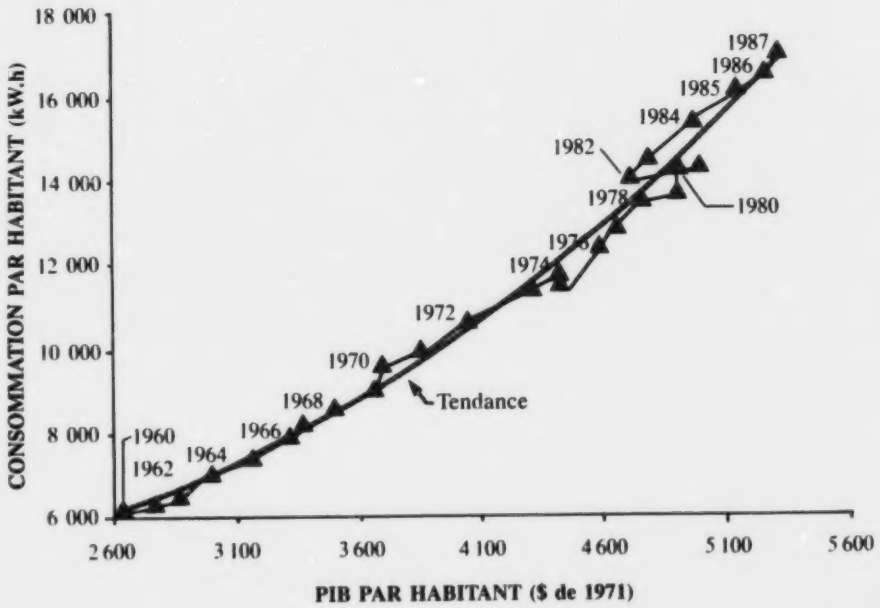
Source : Direction de l'énergie électrique, Énergie, Mines et Ressources Canada.

logiques et le temps. N'empêche que l'activité économique d'ensemble (telle que mesurée par le produit intérieur brut ou PIB) est la variable la plus importante. La figure 4.4 démontre l'évolution parallèle du PIB par habitant et de la consommation d'électricité par habitant.

DEMANDE DE POINTE

La demande de pointe est la charge (en kilowatts) maximale, nette et moyenne, consommée par un réseau pendant une période d'une heure. Pour l'ensemble du Canada (voir tableau 4.5), la demande de pointe est passée de 17 264 MW en 1960 à 71 418 MW en 1987, soit un taux de croissance annuel moyen de 5,4 pour 100. À titre de comparaison, signalons qu'au cours de la même période, la consommation totale connaissait un accroissement annuel moyen de 5,3 pour 100. En 1987, la demande de pointe a gagné 1,9 pour 100, une augmentation par rapport au recul de -1,3 pour 100 observé en 1986.

Figure 4.4. Progression de la demande d'électricité en regard du PIB, 1960-1987



FACTEUR DE CHARGE

Le facteur de charge est le rapport entre la demande moyenne et la demande de pointe pendant une période donnée. Plus précisément, il s'agit de la demande (exprimée en kilowattheures) divisée par le produit du nombre d'heures et de la demande de pointe en kilowatts. (On obtient le taux annuel moyen en divisant la consommation annuelle d'énergie par 8 760, soit le nombre d'heures dans une année.)

Comme l'indique le tableau 4.6, le facteur de charge est en régression depuis 1960 dans l'ensemble de l'industrie de l'électricité : s'étant graduellement effrité, il est passé de 72,3 pour 100 en 1960 à environ 67 pour 100 en 1970, puis à près de 66 pour 100 en 1980 pour ensuite remonter légèrement et atteindre 70 pour 100 en 1987.

Tableau 4.5. Demande de pointe par province

	Demande de pointe (MW)								Taux de croissance annuel moyen (%)			
	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1986	1987*	1960-74	1975-87	1960-87	1986-87
T.-N.	245	422	763	1 031	1 538	1 510	1 630	1 570	12,5	1,6	7,1	-3,7
Î.-P.-É.	21	35	55	85	104	93	95	91	11,7	0,6	5,6	-4,2
N.-É.	356	457	814	998	1 197	1 360	1 372	1 445	8,6	3,1	5,3	5,3
N.-B.	319	528	726	1 101	1 699	1 888	2 063	2 210	10,8	6,0	7,4	7,1
Qc	5 871	8 228	11 127	15 114	20 680	25 618	25 049	25 885	7,8	4,6	5,7	3,3
Ont.	6 391	8 596	12 048	15 570	17 767	21 533	21 570	21 442	6,5	2,7	4,6	-0,6
Man.	772	1 022	1 565	2 326	2 681	2 932	2 981	2 992	8,3	2,1	5,2	0,4
Sask.	418	653	1 028	1 318	2 085	2 202	2 129	2 126	9,7	4,1	6,2	-0,1
Alb.	714	1 121	1 894	2 713	3 879	5 259	5 233	5 207	11,1	5,6	7,6	-0,5
C.-B.	2 123	3 058	4 492	5 797	7 384	8 487	7 800	8 271	8,2	3,0	5,2	6,0
Yukon	19	16	39	66	75	53	69	68	9,4	0,3	4,8	-1,5
T. N.-O.	15	31	41	68	81	96	120	111	11,8	4,2	7,7	-7,5
Canada	17 264	24 167	34 592	46 187	59 170	71 031	70 111	71 418	7,8	3,7	5,4	1,9

* *Données préliminaires*

Source : Statistique de l'énergie électrique, Volume I, *Statistique Canada, nº de catalogue 57-204.*

Tableau 4.6. Facteur de charge par province

	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1986	1987
					(%)			
T.-N.	66,5	72,6	71,4	68,7	65,3	64,5	68,0	70,5
Î.-P.-É.	66,4	65,4	65,8	65,4	68,4	64,9	74,7	81,2
N.-É.	59,5	66,4	62,7	58,4	59,3	62,0	66,1	65,8
N.-B.	58,0	60,3	60,0	62,2	53,8	62,5	64,5	63,9
Qc	85,6	72,5	71,5	67,9	65,3	64,5	69,2	69,8
Ont.	66,4	65,4	65,8	65,4	68,4	64,9	67,2	70,4
Man.	59,5	66,4	62,7	58,4	59,3	62,0	62,1	60,5
Sask.	58,0	60,3	60,0	62,2	53,8	62,5	64,1	66,9
Alb.	55,5	57,1	59,6	64,2	68,2	72,3	75,6	80,2
C.-B.	72,1	71,6	65,5	64,4	66,2	66,1	72,3	70,3
Yukon	53,5	77,8	64,4	60,9	58,0	54,3	56,9	72,7
T. N.-O.	76,1	58,6	85,8	71,3	69,6	70,6	50,9	47,9
Canada	72,3	68,1	66,8	65,7	65,6	65,1	68,5	70,0

Source : L'énergie électrique au Canada, 1986, *Tableaux 4.1. et 4.5.*

Érection d'un pylône pour une ligne à 500 kV près de la centrale au charbon de Genesee, propriété de l'Edmonton Power. Lors de son couplage au réseau intégré de l'Alberta prévu pour la fin de 1989, la centrale de Genesee en relèvera la capacité installée de 400 MW.

5. Production

SOURCES

L'industrie canadienne de l'électricité, née au cours des années 1880, a d'abord fait appel à des centrales thermiques produisant de la vapeur. Il s'agissait à l'époque de pourvoir à l'éclairage des rues et des maisons. Au tournant de la décennie et au cours des années 1890, l'invention et le perfectionnement du moteur électrique ont bouleversé l'industrie qui, affranchie de la demande nocturne à des fins d'éclairage, fut appelée à faire tourner ses centrales 24 heures par jour pour répondre aux besoins de l'industrie et des transports (tramways). Après quoi, l'hydro-électricité a rapidement gagné du terrain, vu l'abondance de nos richesses hydrauliques. Tant et si bien qu'en 1920, le taux de pénétration de l'hydro-électricité atteignait 97 pour 100 de la production totale du Canada, mais il se mit à glisser pour atteindre 95 pour 100 en 1950, puis 92 pour 100 vers la fin des années 1960. Le recul, toujours plus marqué, l'a ramené à 65 pour 100 en 1987.

Quoique les centrales thermiques classiques, surtout les centrales au charbon, aient joué un rôle depuis les débuts de l'industrie de l'électricité, leur part de la production totale n'a pas beaucoup augmenté au fil des ans, conséquence de coûts de production élevés. Cependant, les années 60 et 70 marquent un tournant : les centrales thermiques devenaient concurrentielles à mesure que la plupart des sites hydrauliques rentables étaient aménagés. Entre 1950 et 1974, les taux de croissance des prix réels des combustibles fossiles (charbon, pétrole et gaz naturel) étaient négatifs, ce qui a incité bon nombre de services publics à envisager la construction de centrales thermiques. Comme l'indique le tableau 5.1, le taux de pénétration de l'électricité thermique n'était que de 7 pour 100 en 1960; il a bondi à 19 pour 100 en 1965, puis à 23 pour 100 en 1970 pour atteindre 25 pour 100 en 1974, année record. Le choc pétrolier de 1973-1974 renverse la tendance et fait successivement reculer l'apport de l'électricité thermique à 22 pour 100 en 1980, puis à 20 pour 100 en 1985, niveau auquel il s'est stabilisé en 1987.

Au Canada, l'électronucléaire, qui depuis 1975 s'est imposée comme une importante source d'électricité, remonte à la mise en service en 1962 de la centrale nucléaire de Rolphton (Ontario) de 25 MW. En 1965, la production d'électricité d'origine nucléaire atteignait seulement 88 GW.h, soit moins de 0,1 pour 100 de la production totale du Canada; en 1975, elle représentait 4 pour 100 du total, la puissance nucléaire provenant surtout des quatre tranches de la centrale de Pickering (Ontario) qui furent terminées entre 1971 et 1973. En 1980, le taux de pénétration de l'électronucléaire a atteint 10 pour 100 au pays avec l'entrée en service successive des quatres tranches de la centrale de Bruce (Ontario) entre 1976 et 1979.

En 1985, l'apport de l'électronucléaire atteignait 13 pour 100 de la production totale du pays. Entre 1980 et 1985, sept nouvelles centrales nucléaires ont été mises en service : Gentilly 2, au Québec; Point Lepreau, au Nouveau-Brunswick; les tranches 5, 6 et 7 de la centrale de Pickering et, enfin, les tranches 5 et 6 de la centrale de Bruce, toutes deux situées en Ontario. Avec la mise en service des tranches 8 de Pickering et 7 de Bruce, la part du nucléaire dans la production d'électricité totale du Canada atteignait 15 pour 100.

Au Canada, l'énergie marémotrice ne joue qu'un rôle insignifiant dans la production d'électricité, mais il est bon de savoir que l'usine marémotrice d'Annapolis

Tableau 5.1. Sources de production d'électricité

Origine	Production d'électricité								Taux de croissance annuel moyen			
	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1986	1987	1960-74	1975-87	1960-87	1986-87
	(GW.h)								(%)			
Hydraulique	105 883	117 063	156 709	202 396	251 217	301 250	307 593	313 189	5,1	3,7	4,1	1,8
Thermique	8 495	27 123	47 045	59 138	80 207	88 842	80 936	96 031	14,3	4,1	9,4	18,7
*Nucléaire**	-	88	969	11 858	35 882	57 067	67 233	72 888	-	16,3	-	8,4
*Marémotrice***	-	-	-	-	-	23	33	30	-	-	-	-9,1
Total	114 378	144 274	204 723	273 392	367 306	447 182	455 795	482 108	6,6	4,8	5,5	5,8

* *Mise en exploitation commerciale en 1968.*
** *Mise en exploitation commerciale en 1984.*

Source : Statistique de l'énergie électrique, Volume II, *Statistique Canada, nº de catalogue 57-202.*

Figure 5.1. Répartition par province des principales centrales, 1987 (en MW)

(Nouvelle-Écosse), d'une capacité de 20 MW, est la première du genre en Amérique du Nord. Elle a été mise en service en 1984.

La production d'électricité au Canada a progressé de 5,8 pour 100 en 1987 pour atteindre 482 108 GW.h, dont 438 150 GW.h ont été consommés au Canada et le reste, exportés. Au tableau 5.1 figurent les sources de production, et la figure 5.1 présente les principales centrales de chaque province.

Entre 1960 et 1987, l'apport de l'hydro-électricité a reculé de 27 points, passant de 92 pour 100 à 65 pour 100 (voir figure 5.2). De même, la production d'électricité à partir du gaz naturel était en régression : de 4 pour 100 en 1960, elle n'était plus que de 1,4 pour 100 en 1987. Au cours de la même période, la production à partir de pétrole s'est légèrement accrue, passant de 1 pour 100 à 1,8 pour 100. La production nucléaire enregistrait les gains les plus spectaculaires, accaparant 15 pour 100 de la production totale entre son apparition, en 1960, et 1975. Quant à la production à partir de charbon, sa part du total est passée de 3 pour 100 en 1960 à près de 17 pour 100 en 1987.

Au tableau 5.2, on trouve la production d'électricité par source en 1987. À Terre-Neuve, au Québec, au Manitoba, en Colombie-Britannique et au Yukon, plus de 94 pour 100 de la production d'électricité était d'origine hydraulique. En Alberta, près de 83 pour 100 de la production totale provenait de centrales au charbon. En Saskatchewan et en Nouvelle-Écosse, cette proportion atteignait 72 et 70 pour 100, respectivement.

Figure 5.2. Production par source

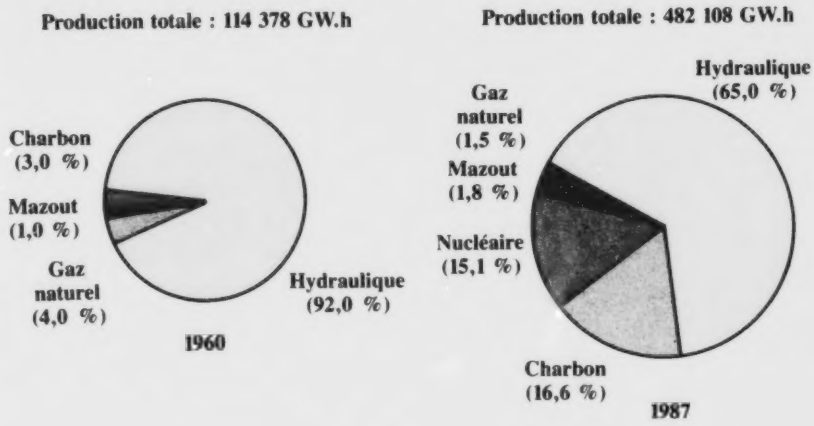


Tableau 5.2. Production d'électricité par source, 1987

	Charbon	Pétrole	Gaz naturel	Nucléaire	Hydraulique	Total
			(GW.h)			
Terre-Neuve	0	2 317	0	0	37 773	40 090
Île-du-Prince-Édouard	108	56	0	0	0	164
Nouvelle-Écosse	5 436	1 539	0	0	774	7 749
Nouveau-Brunswick	1 452	3 710	0	5 112	2 219	12 493
Québec	0	182	0	4 660	152 110	156 952
Ontario	32 291	47	1 524	63 116	34 604	131 582
Manitoba	577	7	7	0	19 311	19 902
Saskatchewan	8 931	12	309	0	3 188	12 440
Alberta	30 514	130	4 676	0	1 450	36 770
Colombie-Britannique	961	470	579	0	61 057	63 067
Yukon	0	24	0	0	409	432
T. N.-O.	0	172	0	0	294	467
Canada	80 270	8 666	7 095	72 888	313 189	482 108

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada.

Tableau 5.3. Production d'électricité par province

	Production d'électricité								Taux de croissance annuel moyen			
	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1986	1987	1960-74	1975-87	1960-87	1986-87
	(GW.h)								(%)			
T.-N.	1 512	2 769	4 854	35 803	46 374	41 494	40 407	40 090	23,4	1,0	12,9	-0,8
Î.-P.-É.	79	137	250	421	127	2	151	164	11,9	-7,6	2,7	8,6
N.-É.	1 814	2 632	3 511	5 498	6 868	7 457	7 401	7 749	8,2	2,9	5,5	4,7
N.-B.	1 738	2 960	5 142	4 677	9 323	11 401	12 057	12 493	8,7	8,5	7,6	3,6
Qc	50 433	57 005	75 877	76 108	97 917	137 028	148 261	156 952	3,7	6,2	4,3	5,9
Ont.	35 815	44 858	63 857	78 558	110 283	121 783	125 195	131 582	6,2	4,4	4,9	5,1
Man.	3 742	5 489	8 449	14 818	19 468	22 777	24 054	19 902	10,2	2,5	6,4	-17,3
Sask.	2 204	3 733	6 011	7 090	9 204	11 838	11 913	12 440	9,0	4,8	6,6	4,4
Alb.	3 443	5 591	10 035	15 100	23 451	33 432	34 719	36 770	10,8	7,7	9,2	5,9
C.-B.	13 409	18 832	26 209	34 542	43 416	59 124	50 758	63 067	7,4	5,1	5,9	24,3
Yukon	89	121	224	352	381	252	344	432	9,3	1,7	6,0	25,6
T. N.-O.	100	147	304	425	494	594	535	467	10,2	0,8	5,9	-12,7
Canada	114 378	144 274	204 723	273 392	367 306	447 182	455 795	482 108	6,6	4,8	5,5	5,8

Source : Statistique de l'énergie électrique, Volume II, *Statistique Canada, nº de catalogue 57-202.*

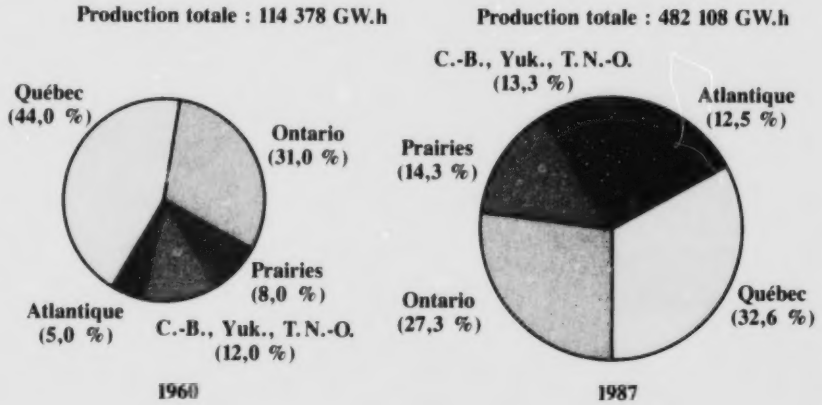
L'Ontario, le Québec et le Nouveau-Brunswick sont les seules provinces à posséder des centrales nucléaires. En 1987, le taux de pénétration de l'électricité d'origine nucléaire était de 48 pour 100 en Ontario, de 41 pour 100 au Nouveau-Brunswick et de 3 pour 100 au Québec. Le gaz naturel, lui, est surtout utilisé par des industries qui s'autoalimentent. À l'exception de Terre-Neuve, de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick, les centrales au mazout fonctionnent surtout comme groupes de pointe.

PRODUCTION PAR PROVINCE

On trouvera au tableau 5.3 la ventilation par province de la production d'électricité entre 1960 et 1987 ainsi que les taux d'accroissement observés en 1987 et au cours de cette période. Pour ce qui est du taux d'accroissement annuel moyen, Terre-Neuve arrive au premier rang avec 12,9 pour 100, résultat qu'il faut surtout attribuer à la mise en service de la centrale de Churchill Falls (5 429 MW) au Labrador en 1974.

Entre 1960 et 1987, la production de l'Île-du-Prince-Édouard (Î.-P.-É.) a connu d'importantes fluctuations. L'Î.-P.-É. possède des centrales de dimensions relativement faibles dont l'exploitation est dispendieuse, du fait qu'elles consomment du mazout. En 1977, une interconnexion lui permettant d'acheter de l'énergie au Nouveau-Brunswick a été mise en service. L'Î.-P.-É. a acquis en 1981 une participation de 10 pour 100 dans la centrale mixte de 200 MW (mazout/charbon) de

Figure 5.3. Production par région



Dalhousie (N.-B.). Grâce à ces deux mesures (interconnexion et propriété conjointe), l'Î.-P.-É. a eu moins souvent recours à ses propres centrales au mazout.

En 1987, la production d'électricité en Colombie-Britannique a bondi de 24 pour 100, progression attribuable à de fortes exportations aux États-Unis. En revanche, elle a diminué de 17,3 pour 100 au Manitoba en raison d'une faible hydraulicité.

À la figure 5.3, on trouvera la production d'électricité par région. Le Québec est le premier producteur canadien depuis 1960, mais sa part du total, en baisse, est passée de 44 pour 100 en 1960 à 33 pour 100 en 1987. Il devançait l'Ontario (27 pour 100 en 1987 contre 31 pour 100 en 1960) et la Colombie-Britannique (13 pour 100 en 1987 contre 12 pour 100 en 1960).

CONSOMMATION DE COMBUSTIBLES FOSSILES

Au tableau 5.4 figure la consommation de combustibles entre 1960 et 1987. En raison du développement rapide du parc de centrales au charbon au cours des années 1960 et 1970, la consommation de charbon était d'environ neuf fois plus élevée en 1960 qu'en 1975; au cours de la décennie suivante, elle a plus que doublé. Au cours des dernières années, elle a quelque peu fluctué : 40 millions de tonnes en 1985; 38 millions de tonnes en 1986 et 43 millions de tonnes en 1987. Au chapitre de l'accroissement de la consommation de charbon, l'Ontario arrive bon premier en 1987. Pour ce qui est de la production d'électricité à partir de gaz naturel et de mazout, elle a atteint un sommet entre le milieu des années 70 et le début des années 80. Depuis lors, on observe un repli prononcé, mais l'augmentation enregistrée en 1987 serait attribuable à l'effondrement du cours mondial du pétrole. Pour sa part, la consommation d'uranium a grimpé en flèche depuis 1970, ce qui reflète l'accroissement de la puissance nucléaire installée.

En 1987, la production d'électricité thermique (classique et nucléaire) a atteint près de 168 919 GW.h, soit environ 35 pour 100 du total. Il s'agit de 291 millions de barils d'équivalent pétrole. Au tableau 5.5, on trouve la ventilation des sources auxquelles les services publics ont eu recours. À cet égard, l'Ontario, premier consommateur d'énergie avec près de 50 pour 100 du total, devançait l'Alberta (27 pour 100) et la Saskatchewan (10 pour 100).

Pour ce qui est de la consommation de pétrole, le Nouveau-Brunswick occupe toujours le premier rang, suivi de Terre-Neuve et de la Nouvelle-Écosse. Toutes ces provinces ont recours à des centrales au mazout comme centrales de base.

L'Alberta est la première province consommatrice de charbon destiné à la production d'électricité, absorbant 43 pour 100 du charbon utilisé au Canada à cette fin.

L'apport des différentes sources d'énergie utilisées pour produire de l'électricité a considérablement varié de 1986 à 1987. L'accroissement de la consommation de charbon (environ 43 millions de tonnes en 1987 contre 38 millions de tonnes en 1986) s'explique surtout par une progression de 32 pour 100 de l'utilisation du parc de centrales au charbon en Ontario. La consommation de pétrole était également à la hausse : 12,9 millions de barils en 1987 contre 8,2 millions de barils l'année précédente, Terre-Neuve, la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick ayant absorbé le gros de cette augmentation. L'effondrement

Tableau 5.4. Sources utilisées pour produire de l'électricité au Canada

	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1986	1987
Charbon (10^3 tonnes)	1 674	7 004	13 786	16 567	27 785	39 456	37 562	42 500
Pétrole (10^3 mètres cubes)	328	871	1 869	2 309	2 867	1 391	1 301	2 054
Gaz naturel (10^6 mètres cubes)	1 069	1 679	1 992	4 009	1 875	1 223	2 571	2 979
Uranium (tonnes)	0	2	16	194	685	1 086	1 276	1 306

Source : Statistique de l'énergie électrique, Volume II, *Statistique Canada, nº de catalogue 57-202.*

du cours du pétrole en 1987 a incité ces trois provinces à recourir davantage à leurs centrales au mazout. On a également observé une progression de la demande d'uranium, avec la fin des travaux à la tranche 8 de Bruce et la remise en service de la tranche 1 de Pickering, qui avait été fermée pour retubage. La consommation de gaz naturel s'est légèrement accrue, principalement en raison d'un renforcement de la demande en Ontario et en Alberta.

En 1987, les provinces situées à l'ouest du Québec ont continué d'alimenter des turbines à gaz et des groupes au diesel à même les réserves canadiennes de pétrole, surtout du mazout léger et du diesel. Au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest, du diesel canadien a été utilisé pour alimenter les groupes électrogènes desservant les petites collectivités éloignées. Mais le pétrole consommé au Québec et dans les provinces atlantiques provenait de l'étranger.

En 1987, près de 65 pour 100 du charbon consommé en Ontario était importé des États-Unis, le reste provenant de l'Ouest canadien. Le Manitoba était tributaire du charbon de la Saskatchewan, alors que l'Alberta, la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick utilisaient leurs propres ressources de charbon. La Saskatchewan dépendait essentiellement de son propre charbon, mais en achetait également de l'Alberta.

Tableau 5.5. Consommation de combustibles fossiles par service public, 1987

	Charbon (kt)	Mazout (m^3)	Gaz naturel (10^6 m^3)	Uranium (tonnes)
T.-N.	0	595 002	0	0
Î.-P.-É.	46	25 900	0	0
N.-É.	2 225	343 044	0	0
N.-B.	526	885 103	0	99
Qc	0	74 928	0	87
Ont.	13 373	57 203	923	1 120
Man.	457	349	6	0
Sask.	7 672	2 401	91	0
Alb.	18 201	31	1 850	0
C.-B.	0	61	98	0
T. N.-O.	0	1 005	11	0
Yukon	0	8 873	0	0
Canada	42 500	2 053 905	2 979	1 306

Nota : 1 m^3 mazout = 6,3 barils
1 m^3 gaz = 35,5 pi^3
1 tonne = 1 000 kg
1 kilotonne = 1 000 tonnes

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada.

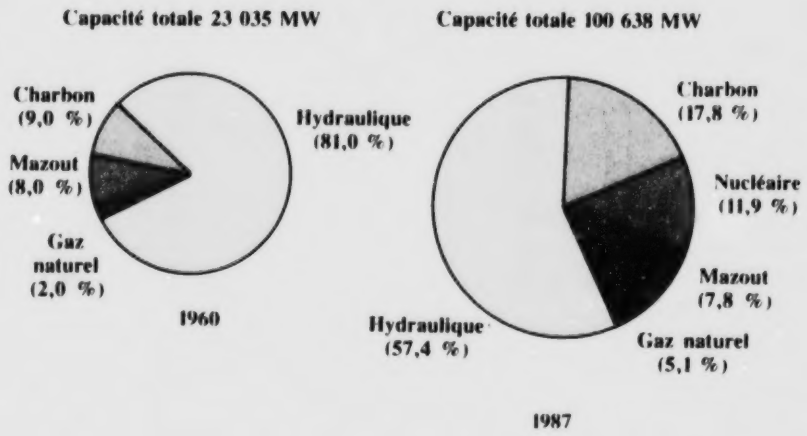
6. Capacité de production et marges de réserve

En 1987, la capacité installée du Canada s'est répartie comme suit : les centrales hydro-électriques, plus de 50 pour 100; les centrales thermiques classiques (charbon, mazout et gaz naturel), 30,7 pour 100; et les centrales nucléaires, le reste, à savoir 11,9 pour 100.

On trouve au tableau 6.1, la répartition par source de la capacité installée du Canada pour la période allant de 1960 à 1987. La figure 6.1 donne une idée de la progression de la capacité installée par source au cours de la même période.

Entre 1960 et 1987, le fait marquant est la baisse de la part de l'hydraulique dans la capacité installée totale ; 81 pour 100 en 1960 contre 57,4 pour 100 en 1987. Ce recul de l'hydraulique est compensé par la progression du charbon (passant de 9 pour 100 à 17,8 pour 100) et du nucléaire (de zéro à 11,9 pour 100). Au cours de la même période, il n'y a eu aucun mouvement notable à signaler en ce qui concerne le pétrole et le gaz naturel.

Figure 6.1. Capacité installée par source d'énergie



ACCROISSEMENT DU PARC

Étant donné que la plupart des services publics canadiens ont une capacité installée excédentaire, les programmes d'équipement sont au ralenti. Pour cette raison, il n'y a eu qu'une mise en service importante à signaler en 1987 : le 22 mai 1987, on inaugurait la huitième et dernière tranche de la centrale nucléaire de Bruce (Ontario), dont la puissance nominale de 837 MW portait à 6 402 MW la capacité installée totale du complexe.

CAPACITÉ INSTALLÉE PAR SOURCE ET PAR PROVINCE

On trouve au tableau 6.2 la ventilation, par province et par principale source d'énergie, de la capacité installée totale en 1987. La figure 6.2 donne un aperçu de la progression de la capacité installée

Tableau 6.1. Capacité installée par source d'énergie, 1960-1987

Source	Capacité installée								Taux de croissance annuel moyen			
	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1986	1987	1960-74	1975-87	1960-87	1986-87
	(MW)								(%)			
Hydraulique	18 643	21 771	28 298	37 282	47 770	57 711	57 711	57 711	5,0	3,7	4,3	0,0
Thermique	4 392	7 557	14 287	21 404	28 363	30 476	30 980	30 979	11,7	3,2	7,5	0,0
*Nucléaire**	0	20	240	2 666	5 866	10 664	11 098	11 928	-	12,8	-	7,5
*Marémotrice***	0	0	0	0	0	20	20	20	-	-	-	0,0
Total	23 035	29 348	42 826	61 352	81 999	97 020	99 809	100 638	6,8	4,2	5,6	0,8

* *Exploitée commercialement depuis 1968.*
** *Exploitée commercialement depuis 1984.*

Source : Statistique de l'énergie électrique, Volume II, *Statistique Canada, nº de catalogue 57-202.*

Tableau 6.2. Capacité installée par source et par province, 1987

	Hydraulique	Charbon	Nucléaire	Mazout	Gaz naturel	Total
			(MW)			
T.-N.	6 644	0	0	758	0	7 402
Î.-P.-É.	0	20	0	102	0	122
N.-É.	386	954	0	1 006	0	2 346
N.-B.	903	307	680	1 600	0	3 490
Qc.	25 849	0	685	1 110	0	27 644
Ont.	7 764	9 600	10 563	2 673	1 523	32 123
Man.	3 641	442	0	50	4	4 137
Sask.	830	1 815	0	7	296	2 948
Alb.	734	4 586	0	80	2 205	7 605
C.-B.	10 848	0	0	551	1 109	12 508
Yukon	82	0	0	41	0	123
T. N.-O.	50	0	0	120	20	190
Canada	57 731	17 724	11 928	8 098	5 157	100 638

Sources : Statistique de l'énergie électrique, Volume II, Statistique Canada, nº de catalogue 57-204.
Énergie, Mines et Resources Canada.

répartie par région, pour la période allant de 1960 à 1987. En 1960, le Québec devançait les autres provinces avec 39 pour 100 de la capacité installée au pays, suivi de l'Ontario (31 pour 100) et de la Colombie-Britannique (13 pour 100). En 1987, le Québec occupait le second rang (27,5 pour 100) derrière l'Ontario (32 pour 100 du total). On observe les augmentations les plus fortes dans les provinces atlantiques, dont la part de la capacité installée totale est passée de 5 pour 100 en 1960 à 13,3 pour 100 en 1987. Cette progression résulte, au premier chef, de la mise en service de la centrale de Churchill Falls en 1974, qui a considérablement relevé la capacité installée de Terre-Neuve.

Au tableau 6.3, on retrouve la répartition de la capacité installée par province pour la période allant de 1960 à 1987 ainsi qu'une comparaison des taux de croissance annuels au cours de cette période. Comme dans le cas de la production d'électricité, la tendance à la hausse que l'on observe entre 1960

Figure 6.2. Capacité installée par région

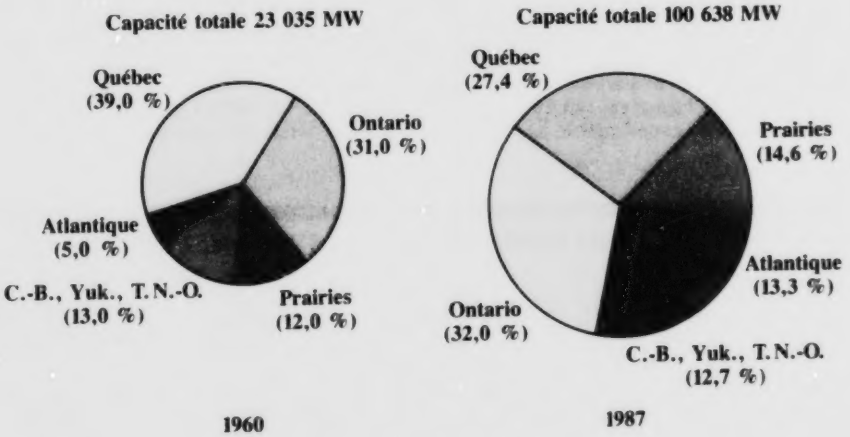


Tableau 6.3. Capacité installée par province, 1960-1987

	Capacité installée								Taux de croissance annuel moyen			
	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1986	1987	1960-1974	1975-1987	1960-1987	1986-1987
	(MW)								(%)			
T.-N.	314	531	1 248	6 668	7 195	7 316	7 402	7 402	21,4	0,9	12,4	0,0
Î.-P.-É.	37	58	77	118	118	122	122	122	8,6	0,3	4,5	0,0
N.-É.	507	631	931	1 263	2 029	2 373	2 346	2 346	6,4	5,3	5,8	0,0
N.-B.	402	581	1 201	1 333	2 795	3 479	3 490	3 490	8,9	8,4	8,3	0,0
Qc	8 920	10 769	14 047	15 037	20 531	26 991	27 644	27 644	3,7	5,2	4,3	0,0
Ont.	7 109	9 292	13 700	21 136	25 796	29 932	31 294	32 123	7,0	3,6	5,7	2,7
Man.	1 043	1 407	1 794	2 970	4 142	4 141	4 137	4 137	7,8	2,8	5,2	0,0
Sask.	761	967	1 533	1 833	2 340	2 694	2 948	2 948	6,2	4,0	5,1	0,0
Alb.	915	1 398	2 674	3 585	5 807	7 219	7 605	7 605	9,9	6,5	8,2	0,0
C.-B.	2 963	3 627	5 473	7 170	10 525	12 451	12 508	12 508	6,0	4,8	5,5	0,0
Yukon	31	56	58	102	94	123	123	123	5,6	1,6	5,2	0,0
T. N.-O.	33	51	89	136	180	177	190	190	9,3	2,8	6,7	0,0
Canada	23 055	29 348	42 826	61 352	81 999	97 019	99 809	100 638	6,8	4,2	5,6	0,8

Source : Statistique de l'énergie électrique, Volume II, Statistique Canada, nº de catalogue 57-202.

et 1974 se relâche quelque peu de 1975 à 1987. Pour l'ensemble du Canada, les taux de croissance étaient plus vigoureux avant la première crise du pétrole. Entre 1960 et 1987, Terre-Neuve affichait le taux de croissance le plus élevé avec 12,4 pour 100, suivie du Nouveau-Brunswick (8,3 pour 100) et de l'Alberta (8,2 pour 100), alors que le Québec connaissait le plus faible taux (4,3 pour 100).

PRINCIPALES CENTRALES HYDRO-ÉLECTRIQUES AU CANADA

Le tableau 6.4 présente les dix principales centrales hydro-électriques au Canada en 1987. Au premier rang venait la centrale de Churchill Falls (5 429 MW), suivie de La Grande 2 (5 328 MW) et de La Grande 4 (2 651 MW). Cinq des dix centrales hydro-électriques sont situées au Québec; trois, en Colombie-Britannique; enfin, Terre-Neuve et l'Ontario en ont chacun une. La capacité installée totale de

Tableau 6.4. Principales centrales hydro-électriques, 1987

Rang	Centrale	Province	Puissance nominale (MW)	Année de mise en service
1	Churchill Falls	Terre-Neuve	5 429	1971
2	La Grande 2	Québec	5 328	1979
3	La Grande 4	Québec	2 651	1984
4	Gordon M. Schrum	C.-B.	2 416	1979
5	La Grande 3	Québec	2 302	1982
6	Revelstoke	C.-B.	1 843	1984
7	Mica	C.-B.	1 736	1976
8	Beauharnois	Québec	1 639	1932
9	Manic 5	Québec	1 292	1970
10	Sir Adam Beck 2	Ontario	1 288	1954

Source : Statistique de l'énergie électrique, Volume III, *Statistique Canada, nº de catalogue 57-206, 1986.*

Tableau 6.5. Principales centrales thermiques classiques au Canada, 1987

Rang	Centrale	Combustible	Province	Puissance nominale (MW)	Année de mise en service
1	Nanticoke	charbon	Ontario	4 096	1973
2	Lakeview	charbon	Ontario	2 400	1962
3	Lennox	mazout	Ontario	2 295	1976
4	Sundance	charbon	Alberta	2 200	1970
5	Lambton	charbon	Ontario	2 000	1969
6	Richard L. Hearn	charbon	Ontario	1 200	1951
7	Coleson Cove	mazout	N.-B.	1 050	1976
8	Burrard	gaz naturel	C.-B.	913	1962
9	Boundary Dam	charbon	Saskatchewan	874	1959
10	Keephills	charbon	Alberta	806	1983

Source : Statistique de l'énergie électrique, Volume III, *Statistique Canada, nº de catalogue 57-206, 1986.*

ces dix centrales s'élève à 25 926 MW, soit près de 45 pour 100 de la capacité installée hydraulique au Canada.

PRINCIPALES CENTRALES THERMIQUES AU CANADA

Au tableau 6.5, on retrouve, classées par ordre d'importance, les dix plus grandes centrales thermiques classiques au Canada. En 1987, venait au premier rang la centrale au charbon de Nanticoke avec une puissance nominale de 4 096 MW, suivie des centrales de Lakeview (2 400 MW) et de Lennox (2 295 MW). Parmi les dix plus grandes centrales, sept brûlent du charbon, deux consomment du mazout et une, du gaz naturel. Cinq d'entre elles sont situées en Ontario, deux en Alberta, alors que le Nouveau-Brunswick, la Saskatchewan et la Colombie-Britannique en ont chacune une. Leur puissance nominale conjuguée s'élèvent à 17 834 MW, soit 58 pour 100 de l'ensemble de la capacité installée thermique classique au Canada en 1987.

L'ÉLECTRONUCLÉAIRE AU CANADA

À la fin de 1987, dix-huit réacteurs nucléaires étaient exploités commercialement au Canada. Ils étaient tous situés en Ontario, sauf ceux de Point Lepreau (Nouveau-Brunswick) et de Gentilly 2 (Québec). Au tableau 6.6, on trouve les principales centrales nucléaires canadiennes qui sont présentées par ordre chronologique de leur mise en service. En 1987, la capacité installée nucléaire totale s'élevait à 11 799 MW, soit 12 pour 100 de la

Tableau 6.6. Centrales électronucléaires commerciales au Canada, 1987

	Centrale	Province	Puissance nominale nette (MW)	Mise en service
1	Pickering A1	Ontario	515	1971
2	Pickering A2	Ontario	515	1971
3	Pickering A3	Ontario	515	1972
4	Pickering A4	Ontario	515	1973
5	Bruce A1	Ontario	759	1977
6	Bruce A2	Ontario	769	1977
7	Bruce A3	Ontario	759	1978
8	Bruce A4	Ontario	769	1979
9	Point Lepreau 1	N.-B.	635	1983
10	Pickering B5	Ontario	516	1983
11	Gentilly 2	Québec	638	1983
12	Pickering B6	Ontario	516	1984
13	Bruce B6	Ontario	837	1984
14	Pickering B7	Ontario	516	1985
15	Bruce B5	Ontario	835	1985
16	Pickering B8	Ontario	516	1986
17	Bruce B7	Ontario	837	1986
18	Bruce B8	Ontario	837	1987

Source : Direction de l'uranium et de l'énergie nucléaire, Énergie, Mines et Ressources Canada.

puissance installée totale du Canada.

CAPACITÉ EXCÉDENTAIRE

Comme l'indique le tableau 4.1, deux périodes distinctes marquent l'accroissement de la demande d'électricité au Canada entre 1960 et 1987. Jusqu'en 1974, la demande a connu une augmentation rapide, à raison d'un taux de croissance annuel moyen de 6,6 pour 100. Après la crise du pétrole de 1973-1974, ce rythme a ralenti; de 1975 à 1987, le taux de croissance moyen de la demande se stabilisait à 4,1 pour 100 par an. La consommation d'électricité a même diminué en 1975 et était stationnaire en 1982.

Ce passage d'une croissance rapide et soutenue à une croissance plus lente est à l'origine de l'excédent enregistré au niveau de la capacité de production. Au début des années 70, des centrales étaient mises en chantier en prévision d'une augmentation rapide de la demande; on visait également à remplacer les combustibles fossiles par d'autres sources. En raison du ralentissement marqué vers la fin de la décennie, la capacité de production de certaines nouvelles centrales s'est avérée excédentaire par rapport à la demande intérieure.

La productibilité, plutôt que la capacité, détermine la capacité excédentaire. La productibilité est la charge maximale de toutes les installations d'une province (ou du pays) durant une heure de demande de pointe. Elle peut différer de la valeur de capacité nominale affichée par la plaque signalétique de l'équipement (voir tableau 6.1).

Ces écarts peuvent être attribués à plusieurs facteurs. Signalons notamment le niveau des eaux dans les réservoirs, l'impossibilité de coupler simultanément en mode connecté toutes les unités au réseau, et le fait que certaines installations peuvent être hors d'usage pour une raison ou pour une autre.

MARGE DE RÉSERVE ACTUELLE

La marge de réserve d'un réseau est définie comme l'excédent de la productibilité (pour la demande intérieure) par rapport à la charge de pointe ferme enregistrée sur le marché intérieur au cours de l'année, exprimé en pourcentage de cette charge de pointe ferme. Dans la colonne 4 du tableau 6.7, on retrouve la marge de réserve des dix provinces pour 1987. Terre-Neuve affichait la plus élevée (91 pour 100), suivie du Yukon (78 pour 100), des Territoires du Nord-Ouest (68 pour 100), de l'Île-du-Prince-Édouard (54 pour 100) et de la Colombie-Britannique (51 pour 100). Pour l'ensemble du Canada, la marge de réserve était de 32 pour 100.

Le tableau 6.8 résume les marges de réserve (en %) pour la période allant de 1960 à 1987. En général, les marges ont connu une progression constante depuis 1960.

Tableau 6.7. Capacité excédentaire, 1987

	Productibilité destinée à la demande intérieure (MW) (1)	Demande de pointe ferme intérieure (MW) (2)	Marge de réserve (MW) (3)=(1)-(2)	Réserve en (%) (4)=(3)/(2)
Terre-Neuve	2 995	1 570	1 425	91
Î.-P.-É.	140	91	49	54
Nouvelle-Écosse	2 019	1 445	574	40
Nouveau-Brunswick	3 040	2 210	830	38
Québec	31 266	25 885	5 381	21
Ontario	27 915	21 442	6 473	30
Manitoba	4 286	2 992	1 294	43
Saskatchewan	2 694	2 126	568	27
Alberta	7 387	5 207	2 180	42
C.-B.	12 499	8 271	4 228	51
Yukon	121	68	53	78
T. N.-O.	186	111	75	68
Canada	94 532	71 418	23 114	32

Source : Statistique de l'énergie électrique, Volume I, *Statistique Canada, nº de catalogue 57-204.*

Tableau 6.8. Taux de capacité excédentaire (en %), 1960-1987

	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1986	1987
				(%)				
T.-N.	20	17	55	48	98	101	79	91
Î.-P.-É.	81	66	33	33	13	40	42	54
N.-É.	39	32	13	18	62	38	38	40
N.-B.	17	9	49	34	33	51	41	38
Qc	37	16	16	10	14	20	20	21
Ont.	14	6	13	26	34	11	12	30
Man.	32	41	24	18	54	48	47	43
Sask.	60	28	26	30	7	15	26	27
Alb.	30	23	38	32	45	36	46	42
C.-B.	43	19	23	30	49	50	60	51
Yukon	42	100	23	58	29	130	72	78
T. N.-O.	87	48	42	46	51	70	85	68
Canada	28	15	19	25	31	26	30	32

Source : Statistique de l'énergie électrique, Volume I, *Statistique Canada, nº de catalogue 57-204.*

Un monteur de la Newfoundland and Labrador Hydro (NLH) vérifie une ligne de transport dans une région rurale de Terre-Neuve. La NLH dessert quelque 75 000 abonnés répartis dans environ 200 collectivités rurales.

7. Commerce de l'électricité

COMMERCE INTERNATIONAL

Le commerce de l'électricité entre le Canada et les États-Unis remonte au début du siècle. En 1901, la première ligne de transport (12 000 volts) à franchir la frontière canado-américaine était construite à Niagara Falls. Cette première interconnexion permettait au Canada de vendre une partie de son abondante énergie hydro-électrique aux États-Unis. Pendant la plus grande partie du siècle, les échanges d'électricité entre les deux pays s'équilibraient. Toutefois, depuis le début des années 1970, les exportations nettes vers les États-Unis ont augmenté progressivement, en quantité et en valeur. Le tableau 7.1 présente un résumé de données statistiques sur le commerce de l'électricité de 1960 à 1987.

En 1987, les exportations d'électricité vers les États-Unis (à l'exception du troc) étaient de 45 359 gigawattheures, soit une augmentation de 29 pour 100 par rapport à l'année précédente. Cette hausse est en grande partie attribuable à deux facteurs : les exportations accrues de la Colombie-Britannique et la vente de nouveaux blocs d'électricité québécoise en Nouvelle-Angleterre.

Tableau 7.1. Commerce canado-américain de l'électricité, 1960-1987

	Exportations* (GW.h) (1)	Exportations exprimées en pourcentage de la production nette (2)	Recettes d'exportation (millions $) (3)	Importations (GW.h) (4)	Importations exprimées en pourcentage du total des approvisionnements (5)	Coûts des importations (millions $) (6)	Exportations nettes (GW.h) (7) = (1)-(4)	Exportations nettes (millions $) (8) = (3)-(6)
1960	5 496	4,8	14	357	0,3	1	5 139	13
1961	4 158	3,7	10	1 394	1,3	2	2 764	8
1962	4 112	3,5	8	2 779	2,4	3	1 333	5
1963	3 613	3,0	7	2 884	2,4	3	729	4
1964	4 159	3,1	10	3 121	2,3	3	1 038	7
1965	3 684	2,6	8	3 575	2,5	3	109	5
1966	4 397	2,8	8	3 218	2,1	3	1 179	5
1967	3 994	2,4	8	4 181	2,6	6	-187	2
1968	3 988	2,1	8	4 129	2,3	6	-141	2
1969	4 320	2,3	15	2 740	1,5	3	1 580	12
1970	5 631	2,8	32	3 245	1,6	9	2 386	23
1971	7 321	3,4	45	3 378	1,6	8	3 943	37
1972	11 037	4,6	66	2 381	1,0	3	8 656	63
1973	16 286	6,2	115	2 249	0,9	1	14 037	114
1974	15 400	5,5	169	2 441	0,9	1	12 959	168
1975	11 409	4,2	105	3 972	1,5	3	7 819	102
1976	12 804	4,4	174	3 590	1,3	7	9 214	167
1977	19 957	6,3	419	2 690	0,9	13	17 267	406
1978	20 437	6,1	479	170	0,1	2	20 267	477
1979	30 458	8,6	739	24	0,0	1	30 434	738
1980	28 224	7,7	794	168	0,1	3	28 056	791
1981	34 730	9,1	1 144	466	0,1	5	34 264	1 138
1982	32 986	8,8	1 107	257	0,1	5	32 729	1 102
1983	37 258	9,4	1 249	239	0,1	6	37 019	1 243
1984	37 563	8,8	1 355	290	0,1	10	37 272	1 345
1985	41 441	9,3	1 425	231	0,1	9	41 210	1 416
1986	35 271	7,7	1 086	343	0,1	9	34 928	1 077
1987	45 359	9,4	1 211	536	0,1	12	44 823	1 199

** Avant 1977, les exportations et les importations comprennent les échanges.*

Sources : Statistique de l'énergie électrique, Volume II Statistique Canada, *nº de catalogue 57-202.*
Énergie, Mines et Ressources Canada.

En 1987, les exportations représentaient 9,4 pour 100 de la production totale du Canada, contre 7,7 pour 100 l'année précédente.

En 1987, les recettes tirées des exportations ont progressé de 12 pour 100 pour atteindre 1,211 milliard de dollars, contre 1,086 milliard de dollars, l'année précédente. En 1987, les importations d'électricité en provenance des États-Unis, légèrement en hausse par rapport aux années précédentes, se chiffraient à 536 gigawattheures, soit une valeur d'environ 12 millions de dollars canadiens.

On trouve au tableau 7.2 des données sur les exportations d'électricité aux États-Unis réparties selon le type de transaction, pour la période allant de 1960 à 1987. Au cours des 28 dernières années, la part des exportations d'énergie garantie[1] allait de 14 pour 100 à 31 pour 100, alors que celle de l'énergie interruptible[2] se situait dans une fourchette comprise entre 69 et 86 pour 100. En 1987, les ventes

Tableau 7.2. Répartition des exportations d'électricité aux États-Unis par type de transaction, 1960-1987

	Quantité (GW.h)		Recettes (1000 $)		Quantités part du total (%)		Recettes part du total (%)	
	Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible
1960	1 040	4 456	4 328	10 023	19	81	30	70
1961	1 192	2 965	5 769	3 783	29	71	60	40
1962	1 261	2 851	6 487	1 775	31	69	79	21
1963	882	2 730	4 625	2 028	24	76	70	30
1964	871	3 289	5 561	4 359	21	79	56	44
1965	635	3 049	4 261	3 322	17	83	56	44
1966	614	3 783	4 257	3 402	14	86	56	44
1967	705	3 289	4 663	3 068	18	82	60	40
1968	741	3 247	5 003	2 714	19	81	65	35
1969	838	3 482	5 735	9 279	19	81	38	62
1970	984	4 648	6 828	25 309	18	82	21	79
1971	1 860	5 461	13 270	31 951	25	75	29	71
1972	2 047	8 990	19 198	46 846	19	81	29	71
1973	2 637	13 649	19 891	94 947	16	84	17	83
1974	2 488	12 912	20 939	147 945	16	84	12	88
1975	2 375	9 034	20 382	84 488	21	79	19	81
1976	2 061	10 743	39 010	134 755	16	84	22	78
1977	3 727	16 230	90 220	329 050	19	81	22	78
1978	3 980	16 457	94 543	384 011	20	80	20	80
1979	6 692	23 766	135 763	602 740	22	78	18	82
1980	7 232	20 992	156 731	636 760	26	74	20	80
1981	5 008	29 722	105 116	1 038 761	14	86	9	91
1982	5 831	27 154	243 140	863 558	18	82	22	78
1983	10 569	26 689	445 751	802 806	28	72	36	64
1984	10 852	26 711	491 662	863 057	29	71	36	64
1985	12 305	29 136	547 109	877 657	30	70	38	62
1986	9 756	25 515	480 767	605 258	28	72	44	56
1987	8 840	36 519	354 781	856 068	19	81	29	71

Sources : Statistique de l'énergie électrique, Volume II, *Statistique Canada, nº de catalogue 57-202.*
Énergie, Mines et Ressources Canada.

[1] Dans le cas de l'énergie garantie, le service exportateur s'engage à livrer l'énergie ou la puissance, selon le calendrier établi.

[2] Dans le cas des transactions interruptibles, il s'agit de ventes d'excédents d'énergie et/ou de puissance. La livraison n'est pas garantie, et le service exportateur peut réduire les exportations moyennant un court préavis.

d'énergie interruptible ont représenté près de 81 pour 100 des exportations, contre 72 pour 100 l'année précédente. Leur part des recettes totales tirées de l'exportation d'électricité était de 71 pour 100 en 1987, contre 56 pour 100 en 1985.

Les recettes moyennes provenant de l'exportation d'électricité pendant la période allant de 1960 à 1987 figurent au tableau 7.3. Le tableau met en lumière le fait que les exportations garanties commandent en général des prix plus élevés que les transactions interruptibles, sauf pour les années 1974-1975 et 1979-1981.

Pour ce qui est des exportations d'énergie garantie en 1987, les recettes moyennes ont chuté de 19 pour 100, passant de 49,3 mils/kW.h en 1986 à 40,1 mils/kW.h en 1987. Quant aux exportations interruptibles, la baisse n'était que de 1,3 pour 100, les recettes moyennes ayant glissé de 23,7 mils/kW.h en 1986 à 23,4 mils/kW.h en 1987.

Le tableau 7.4 donne un aperçu des sources utilisées pour produire

Tableau 7.3. Prix moyen des exportations, 1960-1987

Année	Garantie	Interruptible	Total
	(mils/kW.h)		
1960	4,2	2,3	2,6
1961	4,8	1,3	2,3
1962	5,1	0,6	2,0
1963	5,2	0,7	1,8
1964	6,4	0,9	2,4
1965	6,7	1,1	2,1
1966	6,9	0,9	1,7
1967	6,6	0,9	1,9
1968	6,8	0,8	1,9
1969	6,8	2,7	3,5
1970	6,9	5,5	5,7
1971	7,1	5,9	6,2
1972	9,4	5,2	6,0
1973	7,5	7,0	7,1
1974	8,4	11,5	11,0
1975	8,6	9,4	9,2
1976	18,9	12,5	13,6
1977	24,2	20,3	21,0
1978	23,8	23,3	23,4
1979	20,3	25,4	24,3
1980	21,7	30,3	28,1
1981	21,0	34,9	32,9
1982	41,7	31,8	33,6
1983	42,2	30,1	33,5
1984	45,3	32,3	36,1
1985	44,5	30,1	34,4
1986	49,3	23,7	30,8
1987	40,1	23,4	26,7

Source : L'énergie électrique au Canada, 1987, *tableau 7.2.*

Tableau 7.4. Sources des exportations canadiennes d'électricité, 1975-1987

	Hydro	Charbon importé	Mazout importé	Mazout/Charbon canadien	Nucléaire	Total
1975	5 724	4 838	494	353	0	11 409
1976	6 973	4 323	1 206	302	0	12 804
1977	7 926	8 514	2 961	555	0	19 957
1978	7 290	10 476	2 260	411	0	20 437
1979	15 213	11 587	3 354	128	177	30 458
1980	14 135	10 599	2 867	593	30	28 224
1981	21 182	10 901	1 940	665	42	34 730
1982	20 114	10 315	1 959	502	96	32 986
1983	21 978	11 704	1 201	519	1 856	37 258
1984	22 807	10 582	1 552	711	1 911	37 563
1985	28 836	8 245	1 157	956	2 247	41 441
1986	25 727	5 389	846	825	2 484	35 271
1987	34 065	7 575	1 270	408	2 041	45 359

Source : Données compilées d'après les statistiques de l'Office national de l'énergie.

Tableau 7.5. Exportations d'électricité et recettes par province, 1986-1987*

	Quantité (GW.h)			Recettes (millions $)			Recettes moyennes (mils/kW.h)		
	1986	1987	Variation (%)	1986	1987	Variation (%)	1986	1987	Variation (%)
N.-B.	6 652	5 910	11	278,8	278,0	0	47,9	47,1	12
Qc	12 640	16 400	30	378,3	445,4	18	29,9	27,2	-9
Ont.	6 757	7 194	7	270,3	215,6	-20	40,0	30,0	-25
Man.	7 009	3 314	-53	111,7	65,3	-42	16,0	19,7	23
Sask.	110	55	-50	1,1	0,2	-82	10,6	3,1	-71
C.-B.	2 103	12 486	494	45,5	206,4	254	21,7	16,5	-24
Canada	35 271	45 359	29	1 086,0	1 210,9	12	30,8	26,7	-13

** Troc exclu.*

Source : Office national de l'énergie.

l'électricité exportée aux États-Unis entre 1975 et 1987. L'hydroélectricité demeure toujours la source privilégiée, représentant plus de 75 pour 100 des exportations en 1987, contre 73 pour 100 l'année précédente.

Les sources d'exportation, les recettes et les recettes moyennes de 1986 et de 1987 figurent au tableau 7.5, par province. Les exportations d'électricité du Québec, de l'Ontario et de la Colombie-Britannique étaient à la hausse en 1987, alors que celles du Manitoba, de la Saskatchewan et du Nouveau-Brunswick étaient en régression. Le Manitoba accuse la plus forte baisse, en raison d'une hydraulicité défavorable dans la province.

En 1987, les recettes moyennes provenant des exportations ont beaucoup varié d'une province à l'autre. Les recettes moyennes les plus élevées (47,1 mils/kW.h) ont été enregistrées au Nouveau-Brunswick et les plus faibles (3,1 mils/kW.h), en Saskatchewan. La nature des exportations, les coûts de production des services exportateurs et les solutions de rechange à la portée des importateurs sont tous des facteurs qui déterminent la valeur des exportations d'électricité.

Tel que le fait ressortir le tableau 7.5, les recettes moyennes de toutes les provinces exportatrices ont diminué en 1987. L'effondrement du cours international du pétrole en est la cause principale. Rappelons que plus de 81 pour 100 des exportations d'électricité vers les États-Unis étaient de l'énergie interruptible, dont le prix de vente est en grande partie fonction des frais de production des centrales au mazout des services importateurs. En raison de la faiblesse du cours mondial du pétrole, les frais de production ont en effet diminué aux États-Unis, entraînant une baisse du prix à l'exportation de l'électricité canadienne. Pour l'ensemble du Canada, les recettes moyennes provenant des exportations ont chuté de 13 pour 100 en 1987.

Le tableau 7.6 indique la part respective de l'énergie interruptible et de l'énergie garantie dans les ventes à l'étranger des six provinces exportatrices. Si les exportations d'énergie garantie représentent seulement 19 pour 100 des exportations totales d'élec-

Tableau 7.6. Exportations de puissance garantie et d'énergie interruptible, 1987*

	Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible
	(en GW.h)		(en %)	
Nouveau-Brunswick	2 319	3 590	39	61
Québec	5 264	11 137	32	68
Ontario	265	6 929	4	96
Manitoba	501	2 813	15	85
Saskatchewan	44	11	80	20
Colombie-Britannique	447	12 039	4	96
Canada	8 840	36 519	19	81

** À l'exclusion des échanges.*

Source : Office national de l'énergie.

tricité canadiennes en 1987, cette proportion variait, par contre, au niveau provincial, allant de 4 pour 100 en Ontario et en Colombie-Britannique, à près de 80 pour 100 en Saskatchewan.

Le tableau 7.7 fournit des données sur les sources de production de l'énergie exportée en 1987. Ainsi, au Québec et en Colombie-Britannique, cette énergie provenait exclusivement de centrales hydro-électriques. De même, la plus grande partie de l'énergie exportée par le Manitoba était d'origine hydraulique. L'énergie exportée par la Saskatchewan était produite entièrement à partir du charbon de la province, tandis que les exportations de l'Ontario provenaient principalement de centrales thermiques qui utilisent du charbon importé. En Ontario, la part de l'électricité exportée d'origine nucléaire est passée de 2,5 pour 100 en 1986 à 1,0 pour 100 en 1987. Au Nouveau-Brunswick, des centrales nucléaires et à flamme (mazout et charbon) ont produit l'électricité exportée par la province; la part d'origine hydraulique provenait du Québec. Le Nouveau-Brunswick est la seule province à utiliser la charge de base de ses centrales au mazout à des fins d'exportation.

Au tableau 7.8 figure un résumé des marchés d'exportation aux États-Unis. L'État de New York a été le plus important débouché des services exportateurs canadiens, ayant absorbé 15 832 des 45 359 gigawattheures exportés en 1987, soit 35 pour 100. Cet État a fourni 35 pour 100 des recettes d'exportation qui ont totalisé 1,211 milliard de dollars.

Les États de la Nouvelle-Angleterre ont également constitué un marché important en 1987, ayant importé 12 861 gigawattheures du Nouveau-Brunswick, du Québec et de l'Ontario, soit 28 pour 100 des exportations totales du Canada. Le

Tableau 7.7. Sources de l'électricité exportée par les provinces, 1987

	Mazout	Charbon	Nucléaire	Hydro-électricité	Total
			(en %)		
Nouveau-Brunswick	22,5	11,0	34,3	32,2	100
Québec	-	-	-	100,0	100
Ontario	-	98,3	1,0	0,7	100
Manitoba	-	17,5	-	82,5	100
Saskatchewan	-	100,0	-	-	100
Colombie-Britannique	-	-	-	100,0	100
Canada	2,8	16,7	4,5	75,1	100

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada.

Tableau 7.8. Provinces exportatrices et marchés importateurs, 1987

Provinces exportatrices	Marchés importateurs	Quantité (MW.h)	Recettes (en milliers $)
Nouveau-Brunswick	Maine	4 096 147	157 602
	Massachusetts	1 813 437	120 432
Québec	Maine	947	47
	New Hampshire	17	1
	Vermont	1 914 164	70 648
	Nouvelle-Angleterre	4 772 999	136 241
	New York	9 712 113	238 409
Ontario	New York	6 119 645	182 594
	Michigan	808 226	22 459
	Minnesota	2 850	118
	Vermont	263 524	10 400
Manitoba	Minnesota	2 561 070	50 966
	Dakota du Nord	753 052	14 342
Saskatchewan	Dakota du Nord	54 960	168
Colombie-Britannique	Washington	1 681 905	30 295
	Oregon	4 656 834	65 663
	Idaho	41 132	681
	Montana	28 083	405
	Californie	6 020 559	108 517
	Nevada	19 539	277
	Utah	37 146	520
	Alaska	423	63
Canada	États-Unis	45 358 776	1 210 848

Source : Office national de l'énergie.

produit des ventes se chiffrait à 495 millions de dollars, l'équivalent de 41 pour 100 des recettes d'exportation totales.

Le taux de pénétration de l'électricité canadienne au regard de la demande totale des États-Unis est passé de 1,4 pour 100 en 1986 à 1,8 pour 100 en 1987. L'importance des exportations canadiennes varie, cependant, d'une région à l'autre : en 1987, leur part de la consommation totale était de 12 pour 100 dans l'État de New York, de 13 pour 100 en Nouvelle-Angleterre, de 3 pour 100 dans le Centre-Ouest et de 3 pour 100 en Californie et dans la région nord-ouest de la côte du Pacifique.

La part des provinces dans les exportations totales du Canada figure au tableau 7.9. En 1987, le Québec se classait au premier rang, suivi de la Colombie-Britannique et de l'Ontario.

POIDS DU COMMERCE DE L'ÉLECTRICITÉ DANS L'ÉCONOMIE

L'électricité est un volet important du commerce extérieur du Canada. En 1987, les exportations totales d'électricité représentaient seulement 1,0 pour 100 des marchandises exportées, mais, comme l'indique la figure 7.1, elles ont tout de même fait un apport de 13 pour 100 dans la balance commerciale des marchandises, qui se chiffrait à 8,97 milliards de dollars.

Au tableau 7.10 figure la ventilation du commerce énergétique par ressource au cours de la période 1978-1987. Les exportations d'électricité représentaient en 1987 environ 9 pour 100 des recettes totales provenant de ressources énergétiques, contre 16 pour 100 des recettes nettes, comme l'indique la figure 7.2.

Tableau 7.9. Provinces : part des exportations totales, 1960-1987

Année	Nouveau-Brunswick	Québec	Ontario	Manitoba	Saskatchewan	Colombie-Britannique	Canada
1960	3,0	10,4	86,6	0,0	0,0	0,0	100,0
1961	4,9	9,8	84,8	0,0	0,0	0,5	100,0
1962	6,0	7,2	86,4	0,0	0,0	0,4	100,0
1963	6,8	0,7	91,8	0,0	0,0	0,7	100,0
1964	5,9	1,1	92,3	0,0	0,0	0,7	100,0
1965	6,4	1,3	84,0	0,0	0,0	8,3	100,0
1966	7,1	0,6	73,8	0,0	0,0	18,5	100,0
1967	8,4	0,6	77,7	0,0	0,0	13,3	100,0
1968	9,7	0,9	63,4	0,0	0,0	26,0	100,0
1969	11,2	0,7	66,7	0,0	0,0	21,4	100,0
1970	13,4	0,9	63,9	5,2	0,0	16,6	100,0
1971	18,2	0,9	55,5	9,4	0,0	16,0	100,0
1972	17,0	0,8	55,0	7,7	0,0	19,5	100,0
1973	17,5	0,4	47,0	6,1	0,0	29,0	100,0
1974	16,2	5,7	51,1	8,8	0,0	18,2	100,0
1975	14,2	8,0	42,5	10,3	0,0	25,0	100,0
1976	19,3	4,1	48,6	5,6	0,0	22,4	100,0
1977	17,8	2,9	48,3	2,9	0,0	28,1	100,0
1978	12,4	6,9	52,7	15,0	0,0	13,0	100,0
1979	12,9	25,4	40,2	13,4	0,0	8,4	100,0
1980	13,8	28,7	40,5	11,8	0,0	5,2	100,0
1981	9,3	24,0	33,2	10,3	0,0	23,2	100,0
1982	9,1	25,9	33,8	15,8	0,1	15,3	100,0
1983	14,2	27,5	33,9	16,0	0,2	8,2	100,0
1984	15,1	29,9	29,4	13,6	0,2	11,8	100,0
1985	14,8	23,1	22,5	13,6	0,3	25,7	100,0
1986	18,9	35,8	19,1	19,9	0,3	6,0	100,0
1987	13,0	36,2	15,9	7,3	0,1	27,5	100,0

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada.

COMMERCE INTERPROVINCIAL

Le tableau 7.11 donne un aperçu des échanges interprovinciaux annuels entre 1960 et 1987. La mise en service de la centrale hydro-électrique de Churchill Falls en 1972 a fait bondir le volume du commerce interprovincial, Terre-Neuve étant tenu par contrat de vendre la quasi-totalité de la production au Québec. Les échanges interprovinciaux d'électricité ont atteint un point culminant en 1975, année au cours de laquelle ils représentaient environ 18 pour 100 de la production canadienne totale. Depuis lors, les échanges sont en baisse, si bien qu'en 1987, ils ne correspondaient plus qu'à 10,2 pour 100 de la production totale, contre 11,1 pour 100 l'année précédente.

Figure 7.1. Exportations nettes d'électricité et commerce canadien de marchandises, 1987

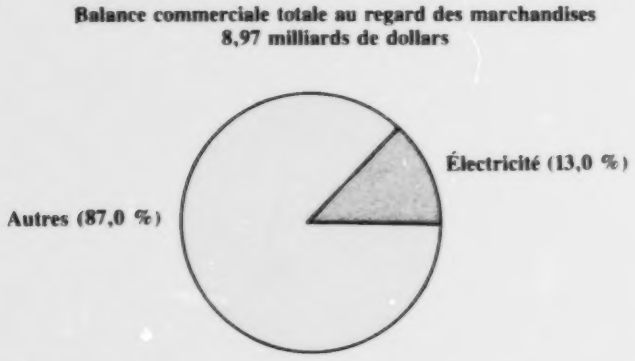


Tableau 7.10. Commerce canadien de ressources énergétiques, 1978-1987

	Pétrole	Gaz naturel	Charbon	Électricité	Uranium	Total
			(millions $)			
1978						
Exportations	2 568	2 190	704	479	207	6 599
Importations	3 767	0	712	2	12	4 493
Balance	-1 199	2 190	-8	477	195	2 106
1979						
Exportations	4 265	2 889	750	729	379	9 614
Importations	4 798	3	934	1	12	5 748
Balance	-533	2 886	-184	728	367	3 866
1980						
Exportations	4 891	3 984	824	773	231	11 328
Importations	7 487	0	885	2	17	8 391
Balance	-2 596	3 984	-61	771	214	2 937
1981						
Exportations	5 228	4 370	1 065	1 123	178	12 636
Importations	8 627	0	928	6	15	9 576
Balance	-3 399	4 370	137	1 117	163	3 060
1982						
Exportations	5 218	4 755	1 203	1 120	359	13 089
Importations	5 763	1	1 017	5	17	6 793
Balance	-545	4 754	186	1 115	342	6 296

Tableau 7.10. Commerce canadien de ressources énergétiques, 1978-1987 (suite)

	Pétrole	Gaz naturel	Charbon	Électricité	Uranium	Total
			(millions $)			
1983						
Exportations	6 338	3 958	1 247	1 228	63	13 201
Importations	4 221	1	941	3	15	5 180
Balance	2 117	3 957	306	1 225	48	8 020
1984						
Exportations	7 580	3 886	1 851	1 379	334	15 718
Importations	4 919	0	1 203	13	15	6 150
Balance	2 661	3 886	648	1 366	319	9 421
1985						
Exportations	9 239	3 912	2 030	1 408	232	17 411
Importations	5 242	0	1 023	8	28	6 301
Balance	3 997	3 912	1 007	1 400	204	11 110
1986						
Exportations	5 854	2 483	1 869	1 080	842	12 128
Importations	3 082	0	874	9	31	5 293
Balance	2 772	2 483	995	1 071	811	6 835
1987						
Exportations	8 029	2 527	1 696	1 211	886	13 349
Importations	4 810	0	844	12	18	5 683
Balance	3 219	2 527	852	1 199	868	7 666

Source : Statistique Canada, Exportations par marchandise *(65-004) et* Importations par marchandise *(65-007).*

Au tableau 7.12 figure un résumé des échanges interprovinciaux pour la période s'échelonnant de 1978 à 1987. On retrouve à la figure 7.3 et au tableau A5 de l'annexe A des précisions sur la répartition par province des exportations et des importations.

Figure 7.2. Exportations nettes d'électricité et commerce canadien de l'énergie, 1987

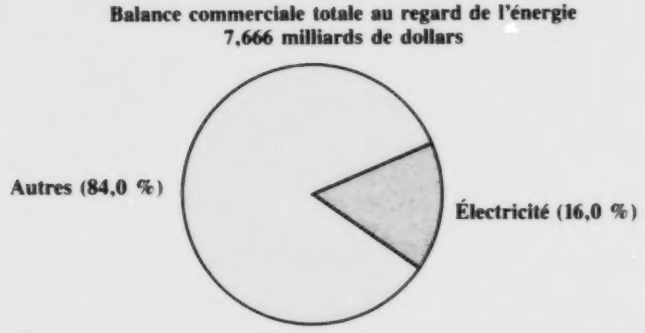


Tableau 7.11. Échanges d'électricité interprovinciaux, 1960-1987

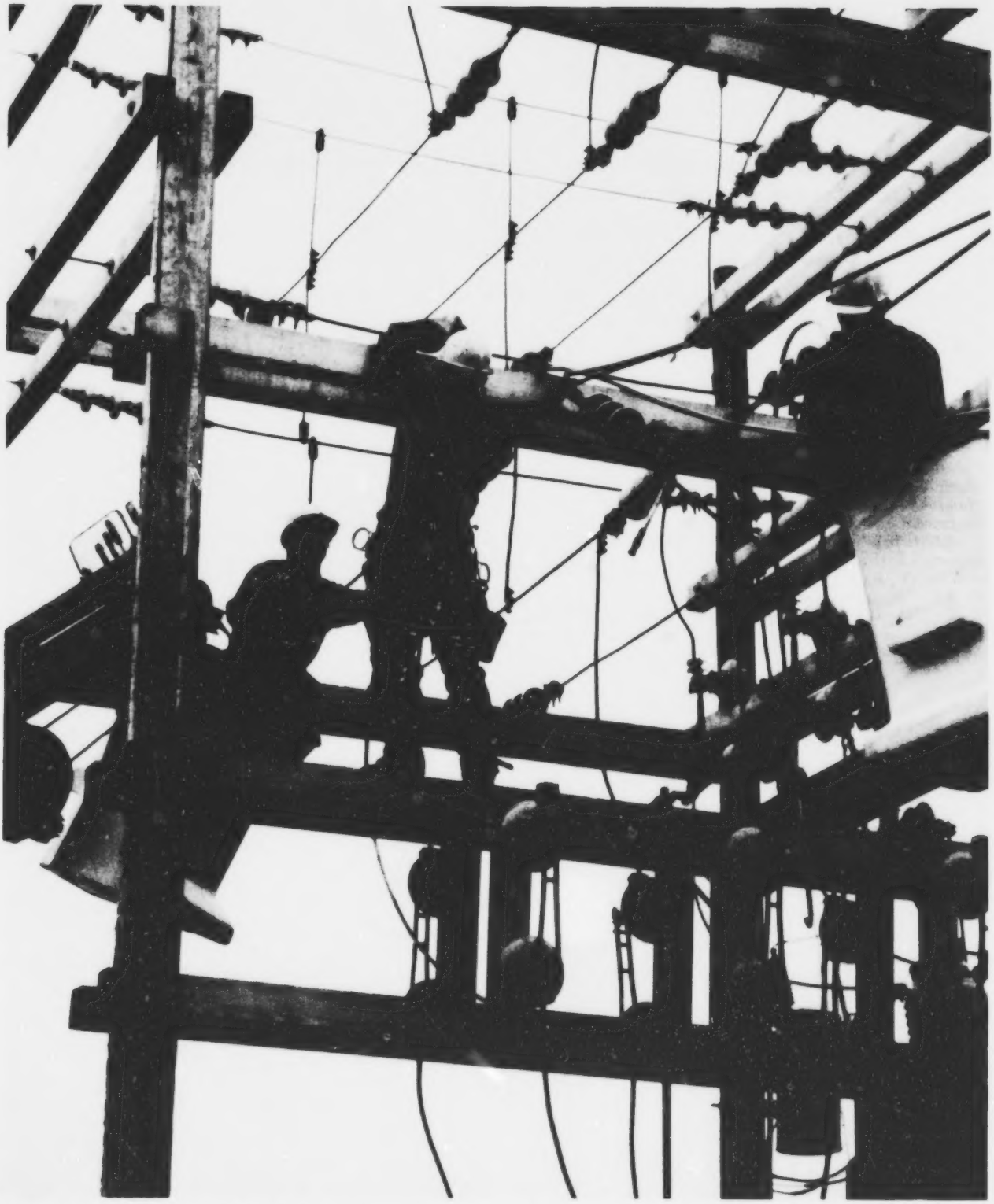
Année	Production canadienne totale (GW.h)	Quantités livrées à d'autres provinces (GW.h)		Rapport (en %) entre les échanges interprovinciaux et production totale	
		avec Churchill Falls	sans Churchill Falls	avec Churchill Falls	sans Churchill Falls
1960	114 378	7 108	7 108	6,2	6,2
1961	113 713	7 411	7 411	6,5	6,5
1962	117 469	7 188	7 188	6,1	6,1
1963	122 238	6 586	6 586	5,4	5,4
1964	134 987	8 241	8 241	6,1	6,1
1965	144 274	6 230	6 230	4,3	4,3
1966	158 135	7 771	7 771	4,9	4,9
1967	165 625	6 874	6 874	4,2	4,2
1968	176 378	6 578	6 578	3,7	3,7
1969	191 102	6 338	6 338	3,3	3,3
1970	204 723	8 137	8 137	4,0	4,0
1971	216 472	8 047	7 870	3,7	3,6
1972	240 213	17 787	11 470	7,4	4,8
1973	263 335	28 933	15 129	11,0	5,8
1974	279 915	40 768	18 624	14,6	6,7
1975	273 392	49 198	19 684	18,0	7,2
1976	294 043	51 931	19 909	17,7	6,8
1977	316 940	52 005	18 739	16,4	5,9
1978	335 946	53 645	16 706	16,0	5,0
1979	353 051	49 847	14 642	14,1	4,2
1980	367 306	52 709	14 965	14,4	4,1
1981	380 131	51 181	15 325	13,5	4,0
1982	376 805	50 303	14 609	13,4	3,9
1983	395 850	46 007	14 863	11,6	3,8
1984	425 414	53 302	17 375	12,5	4,1
1985	446 413	51 663	19 917	11,6	4,5
1986	455 795	50 706	20 102	11,1	4,4
1987	482 108	49 201	18 808	10,2	3,9

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada.

Tableau 7.12. Échanges interprovinciaux, 1978-1987

PROVINCE d'expédition de livraison	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
	(GW.h)									
Terre-Neuve – Québec	37 024	35 290	37 829	35 941	35 779	31 229	36 012	31 836	30 695	30 393
Nouvelle-Écosse – N.-B.	40	151	226	112	133	121	271	190	71	82
Nouveau-Brunswick – N.-É.	264	494	172	303	217	737	303	360	620	659
Nouveau-Brunswick – Î.-P.-É.	270	362	392	481	478	520	550	585	610	483
Nouveau-Brunswick – Québec	0	0	0	0	0	1	0	2	0	20
Québec – N.-B.	3 546	3 588	3 675	3 717	3 615	3 971	4 342	5 951	7 204	6 840
Québec – Ontario	8 661	5 389	5 567	6 494	5 768	5 378	7 364	8 685	7 292	5 942
Ontario – Québec	456	204	50	58	57	52	68	106	17	15
Ontario – Manitoba	2	23	0	0	3	13	2	0	5	3
Manitoba – Ontario	1 257	1 827	1 575	1 164	1 066	955	940	959	735	1 050
Manitoba – Saskatchewan	790	1 248	1 579	1 305	1 488	1 610	1 593	1 530	1 211	1 262
Saskatchewan – Manitoba	828	774	951	1 054	1 066	1 209	1 299	1 240	1 076	1 220
Saskatchewan – Alberta	0	0	4	3	3	2	3	0	0	0
Alberta – Saskatchewan	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0
Alberta – C.-B.	280	394	385	261	188	46	259	182	617	710
C.-B. – Alberta	227	103	100	165	442	163	296	37	553	521
Total	53 645	49 847	52 709	51 181	50 303	46 007	54 302	51 663	50 706	49 201

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada.



Des employés de la Newfoundland Light & Power Company (NLPC) à l'oeuvre dans un des postes. La NPLC veille constamment au renforcement du réseau afin de répondre aux besoins croissants de la population rurale de Terre-Neuve.

Figure 7.3. Commerce de l'électricité, 1987 (GW.h)

8. Transport

CANADA

Au Canada, la longueur totale des circuits à 50 kilovolts (kV) et plus a augmenté de 853 kilomètres en 1987 pour atteindre 147 756 km. La répartition est la suivante : 32 pour 100 des lignes se classent dans une fourchette de 100 kV à 149 kV; 25 pour 100, entre 200 kV et 299 kV et 21 pour 100, entre 50 kV et 99 kV. Terre-Neuve et le Québec sont les deux seules provinces à disposer de lignes de transport de plus de 600 kV : leur longueur totale est de 10 520 kilomètres, représentant 7 pour 100 du réseau canadien. Le Québec se classe au premier rang pour la longueur totale de ses circuits, qui s'étendent sur 34 567 kilomètres, soit 23 pour 100 du total national. Il est suivi de l'Ontario avec 19 pour 100, puis de l'Alberta et du Manitoba ayant chacun 12 pour 100. Le tableau 8.1 donne un aperçu de la longueur et de la tension des lignes de transport dans chaque province.

Le Manitoba, l'Alberta, le Québec et Terre-Neuve sont les seules provinces à avoir prolongé leurs réseaux de transport en 1987. Le développement du réseau interconnecté de l'Alberta s'est poursuivi par la mise en service de 222 km de lignes à 240 kV. Hydro-Manitoba a ajouté 270 km à ses circuits à 138 kV. Le réseau de la Newfoundland and Labrador Hydro a été renforcé par l'ajout d'une ligne à 138 kV d'une longueur de 105 km. Plusieurs petites lignes sont également venues étoffer les réseaux de l'Île-du-Prince-Édouard, du Nouveau-Brunswick et du Québec.

Plusieurs lignes de transport sont en construction. L'Ontario aura bientôt trois nouvelles lignes à 500 kV : deux devraient entrer en service en 1988 et la troisième, en 1989, ce qui représentera un gain de 448 kilomètres pour l'ensemble de son réseau. En Saskatchewan, une ligne à 138 kV viendra bientôt

Tableau 8.1. Longueur des circuits au Canada, 1987

	50 - 99 kV	100 - 149 kV	150 - 199 kV	200 - 299 kV	300 - 399 kV	400 - 599 kV	600 kV et plus	Total
T.-N.	2 211	1 827	-	2 005	-	-	612	6 655
Î.-P.-É.	371	173	-	-	-	-	-	544
N.-É.	2 132	1 703	-	1 150	173	-	-	5 158
N.-B.	2 776	1 897	-	528	1 057	-	-	6 258
Qc	4 251	7 534	2 180	3 671	7 023	-	9 908	34 567
Ont.	291	12 305	-	13 461	6	2 233	-	28 296
Man.	6 690	4 526	-	4 157	-	2 042	-	17 415
Sask.	4 820	3 702	-	2 629	-	-	-	11 151
Alb.	3 458	8 571	159	5 225	-	356	-	17 715
C.-B.	4 799	4 235	264	3 759	403	5 344	-	13 460
Yukon	64	497	-	-	-	-	-	561
T. N.-O.	129	503	-	-	-	-	-	632
Canada	31 992 (21%)	47 419 (32%)	2 603 (2%)	36 585 (25%)	8 662 (6%)	9 975 (7%)	10 520 (7%)	147 756 (100%)

Source : Statistique Canada, nº de catalogue 57-202.
Énergie, Mines et Ressources Canada.

ajouter 355 km de circuit au réseau de la province. De plus, une ligne à 230 kV d'une longueur de 123 km est également en chantier au Manitoba.

TRANSPORT INTERPROVINCIAL

Au tableau 8.2 figurent les principales interconnexions provinciales : il en existe 32, ce qui représente une capacité de transit de 9 895 MW. En 1987, aucune liaison interprovinciale n'a été mise en service, mais le Manitoba a entrepris la construction d'une ligne à 115 kV destinée à remplacer celle qui relie la centrale de Seven Sisters (Manitoba) à Kenora (Ontario). Le circuit aura une longueur totale de 81 km. En 1987, un important projet d'interconnexion était envisagé. La Saskatchewan Power Corporation et l'Alberta Power ont signé un accord visant la construction d'une interconnexion en courant continu à haute tension (CCHT) entre les deux réseaux. Au coût de 41 millions de dollars, cette interconnexion permettra la mise en commun d'une capacité installée de 100 MW et les échanges entre les deux provinces. Installée entre Swift Current (Sask.) et Empress (Alb.), elle représente 175 kilomètres de circuits à 230 kV en Saskatchewan et 10 kilomètres de circuits à 138 kV en Alberta. Il s'agit de la première interconnexion au Canada entre les réseaux de l'Est et de l'Ouest du continent. Assujettie à la réglementation respective des deux provinces, la construction devrait débuter vers le milieu de 1988 et prendre fin l'année suivante.

TRANSPORT INTERNATIONAL

Le Canada compte maintenant plus de 100 lignes de transport pour faire le commerce de l'électricité avec les États-Unis. Même si la plupart de ces lignes ont une faible capacité, il existe tout de même 36 interconnexions à 69 kV ou plus qui représentent une capacité de transit totale de 13 500 MW. Des renseignements sur ces interconnexions figurent au tableau 8.3.

Tableau 8.2. Interconnexions provinciales à la fin de 1987

Interconnexion	Tension	Capacité nominale*
	(kV)	(MW)
Colombie-Britannique/Alberta	1 × 500	800
	1 × 138	110
Saskatchewan/Manitoba	3 × 230	400
Manitoba/Ontario	2 × 230	260
	1 × 115	
Ontario/Québec	4 × 230	1 300
	7 × 120	
Québec/Terre-Neuve	3 × 735	5 225
Québec/Nouveau-Brunswick	2 × ±80 (CC)	700
	2 × 345	
	2 × 230	300
Nouveau-Brunswick/ Nouvelle-Écosse	2 × 138	600
	1 × 345	
Nouveau-Brunswick/Î.-P.-É.	1 × 138	200

* *Dans les faits, il peut exister un écart entre la capacité de transit réelle et la capacité nominale.*

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada.

TRANSPORT SUR DE LONGUES DISTANCES

Le Canada est un chef de file dans le domaine du transport de l'électricité sur de longues distances, qu'il s'agisse de courant alternatif à très haute tension (THT) ou de courant continu à haute tension (CCHT). Le phénomène s'explique en grande partie par l'abondance de ses ressources hydrauliques. Au début du siècle, l'avènement du transport à haute tension a permis de mettre en valeur le potentiel hydro-électrique des chutes du Niagara, afin de répondre aux besoins sans cesse croissants des agglomérations du Sud de l'Ontario. Au Québec, à la même époque, la première ligne de transport à 50 kV était construite pour alimenter Montréal à partir de la centrale de Shawinigan.

Une fois maîtrisés les principaux cours d'eau à proximité des cen-

Tableau 8.3. Principales interconnexions entre le Canada et les États-Unis*

Province	État	Tension	Capacité nominale***
		(kV)	(MW)
Nouveau-Brunswick	*Maine*	1 × 345	600
		1 × 138	60
		5 × 69	155
Québec	*New York*	1 × 765	1 400
	New York	2 × 120	200
	Vermont	2 × 120	200
	New Hampshire	± 450(CC)	690
*Ontario***	*New York*	1 × 230	470
		1 × 230	400
		2 × 230	600
		2 × 345	2 300
		2 × 69	132
		2 × 115	200
	Michigan	1 × 230	535
		1 × 230	515
		2 × 345	1 470
	Minnesota	1 × 120	35
Manitoba	*Dakota du Nord*	1 × 230	150
	Minnesota	1 × 230	175
	Minnesota	1 × 500	1 000
Saskatchewan	*Dakota du Nord*	1 × 230	150
Colombie-Britannique	*Washington*	1 × 230	350
		1 × 230	300
		2 × 500	1 400

* *Capacité de 35 MW ou plus.*
** *La capacité de transit de plusieurs lignes peut ne pas correspondre au total des capacités individuelles.*
*** *Dans les faits, il peut exister un écart entre la capacité de transit réelle et la capacité nominale.*

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada.

tres de consommation, plusieurs provinces durent étendre leurs réseaux en y ajoutant des lignes de transport, à THT ou en CCHT, sur de longues distances. En 1965, Hydro-Québec installa le premier réseau de transport à 700 kV au monde. Aujourd'hui, cette ligne s'étend sur plus de 1 100 kilomètres des chutes Churchill (Labrador) à Montréal. De plus, un circuit comparable relie sur environ la même distance le complexe de la baie James aux centres de consommation du Québec.

Le Manitoba a fait oeuvre de pionnier dans la mise au point d'un réseau à ± 450 kV en CCHT pour relier les centrales hydroélectriques du fleuve Nelson et le Sud de la province où sont concentrés la plupart des consommateurs. L'Ontario et la Colombie-Britannique possèdent également des circuits étendus, à l'échelon de tension 500 kV à THT. Tous ces circuits sont représentés à la figure 8.1.

Une telle maîtrise des techniques a permis non seulement le transport sur de longues distances, mais également l'installation de nombreuses interconnexions entre provinces voisines (32 interconnexions) et entre le Canada et les États-Unis (plus d'une centaine). À la figure 8.2, les principales interconnexions provinciales et internationales sont schématisées.

Figure 8.1. Principaux réseaux de transport de longue distance au Canada, 1987

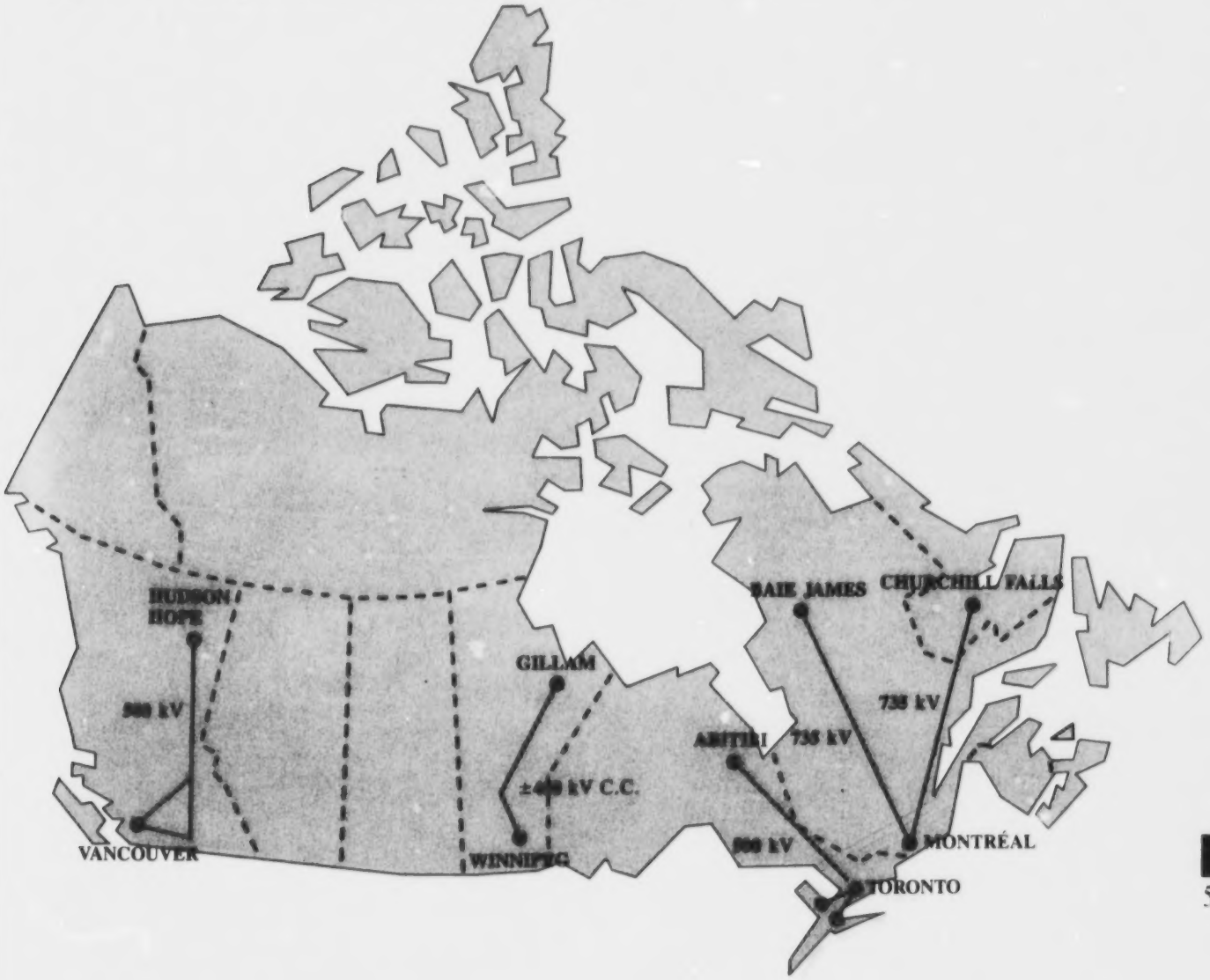
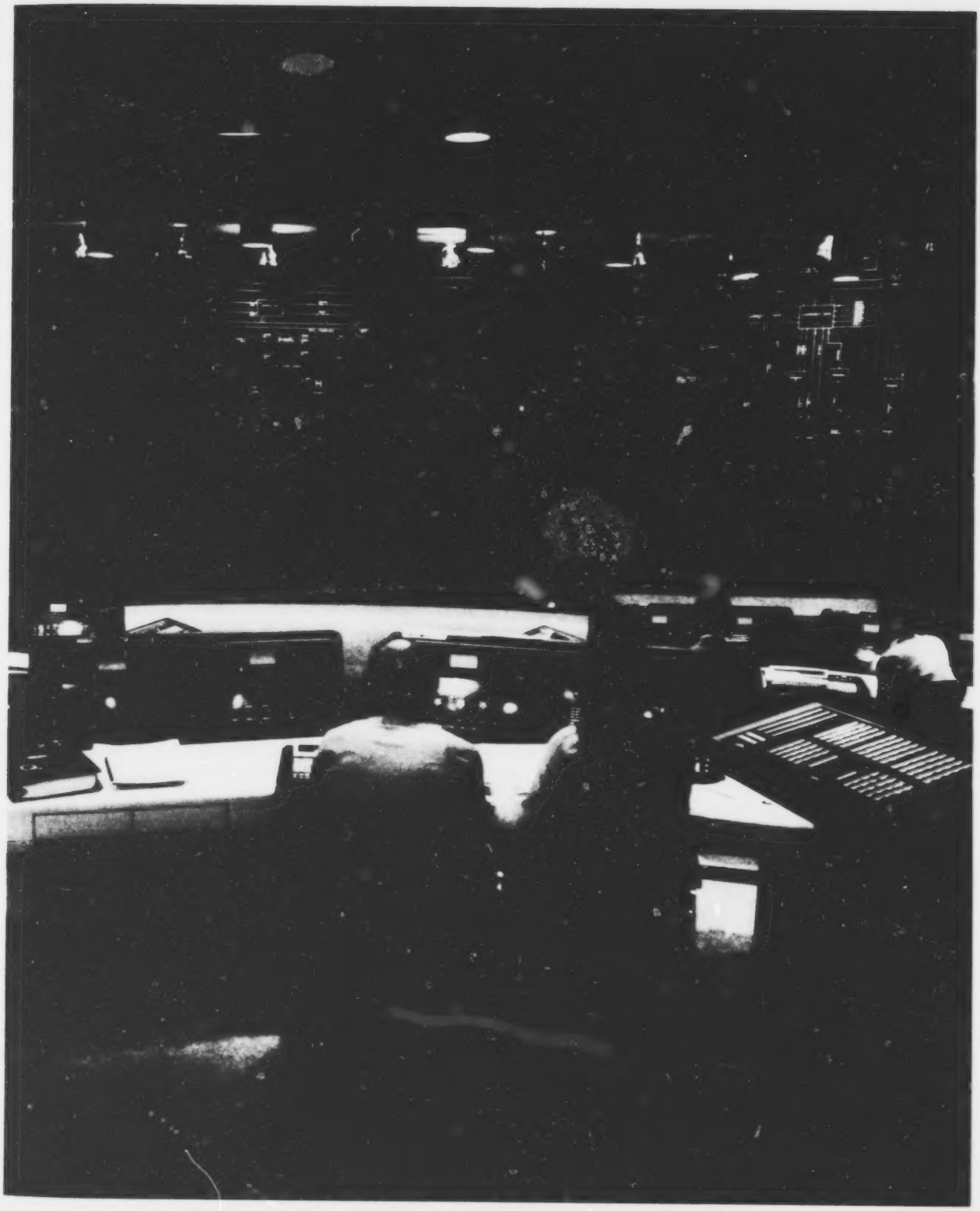


Figure 8.2. Principales interconnexions provinciales et internationales, 1987



Le Centre de conduite du réseau, situé à Montréal, est le coeur des opérations reliées à l'exploitation, permettant une gestion efficace et rapide de l'immense réseau d'Hydro-Québec.

9. Investissement et financement des services d'électricité

CAPITAUX INVESTIS

Chaque année, les services publics investissent dans la construction de nouvelles installations ou le renforcement du réseau existant, afin de pouvoir répondre aux besoins de leurs clients. Les dépenses d'investissement engagées par les services publics sont passées de 1,8 milliard de dollars en 1971 à 6,2 milliards de dollars en 1987, à raison d'un taux de croissance annuel moyen de 8,3 pour 100. Au tableau 9.1, on peut constater à quel point l'électricité absorbe des capitaux, ainsi que son importance dans l'économie canadienne. Avant 1980, la part de l'industrie de l'électricité représentait plus de 50 pour 100 des dépenses d'investissement totales engagées dans le secteur énergétique. Elle avait atteint 58 pour 100 en 1978, année record, mais, depuis lors, sa régression témoigne de la surcapacité des services publics. N'empêche qu'on observe une forte remontée au cours des deux dernières années; la part de l'industrie de l'électricité représentait 47 pour 100 des dépenses d'investissement totales engagées dans le secteur énergétique, contre 41 pour 100 en 1986 et 34 pour 100 en 1985.

Les dépenses d'investissement des services publics, par rapport au total des dépenses en capital engagées au pays et au Produit intérieur brut (PIB), ont diminué depuis 1982. En 1978, l'industrie de l'électricité avait fourni 11 pour 100 du total des dépenses d'investissement au pays et 2,5 pour 100 du PIB; en 1987, elle ne représentait plus que 5 pour 100 et 1,1 pour 100 respectivement.

Au tableau 9.2 figurent les dépenses d'investissement dans le secteur de l'énergie. Entre 1971 et 1987, l'industrie de l'électricité en absorbait la plus grosse part, sauf

Tableau 9.1. Investissement des services publics dans le secteur de l'énergie, 1971-1987

	Investissement dans le secteur de l'énergie électrique (en millions de dollars)	Pourcentage par rapport à l'ensemble du secteur énergétique	Pourcentage par rapport à l'économie	Pourcentage par rapport au PIB
1971	1 747	52	8	1,8
1972	1 754	49	7	1,6
1973	2 244	53	8	1,8
1974	2 753	53	8	1,8
1975	3 957	58	9	2,3
1976	4 229	55	9	2,1
1977	4 884	56	10	2,2
1978	5 936	58	11	2,5
1979	6 364	53	10	2,3
1980	6 109	42	8	2,0
1981	7 319	40	9	2,1
1982	8 408	39	10	2,2
1983	7 770	42	10	1,9
1984	6 340	37	8	1,4
1985	5 729	34	6	1,2
1986	5 618	41	6	1,1
1987	6 233	47	5	1,1

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada.

Figure 9.1. Répartition de l'investissement en capital, 1987

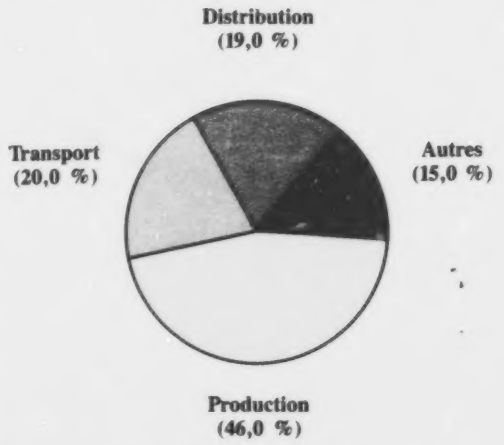


Tableau 9.2. Dépenses d'investissement des industries du secteur énergétique, 1971-1987

Année	Pétrole brut et gaz naturel	Produits pétroliers et charbonniers	Distribution du gaz naturel	Électricité	Mines de Charbon	Mines d'uranium	Autres*	Total
				(en millions de dollars)				
1971	463	231	115	1 747	90	6	702	3 381
1972	666	244	142	1 754	37	11	683	3 567
1973	824	319	146	2 244	39	18	589	4 220
1974	1 088	430	192	2 753	88	35	546	5 151
1975	1 390	450	193	3 957	121	30	662	6 831
1976	1 868	344	182	4 229	191	66	666	7 676
1977	2 251	367	213	4 884	248	113	666	8 782
1978	2 271	315	247	5 936	219	180	745	10 258
1979	3 886	274	263	6 364	214	243	793	12 037
1980	5 745	325	386	6 109	299	277	1 317	14 458
1981	6 445	848	409	7 319	576	289	2 285	18 419
1982	6 743	1 231	518	8 408	1 024	405	2 389	21 339
1983	6 564	841	577	7 770	1 225	413	1 190	18 715
1984	6 947	432	604	6 340	832	186	1 262	16 943
1985	8 184	336	604	5 729	471	160	1 101	16 925
1986	5 401	398	574	5 618	429	144	962	13 733
1987	4 331	660	534	6 233	355	106	1 168	13 348

* *Usines de traitement de gaz, transport, commercialisation et entrepreneurs de forage (pétrole et gaz).*

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

Tableau 9.3. Répartition de l'investissement en capital, 1971-1987

Année	Production	Transport	Distribution	Autres	Total
			(en millions de dollars courants)		
1971	915	520	239	73	1 747
1972	1 020	432	229	73	1 754
1973	1 252	366	286	340	2 244
1974	1 805	388	422	138	2 753
1975	2 460	616	547	334	3 957
1976	2 576	794	464	395	4 229
1977	3 085	907	519	373	4 884
1978	3 499	1 290	499	648	5 936
1979	3 892	1 266	570	636	6 364
1980	3 580	1 114	703	712	6 109
1981	4 552	1 387	647	733	7 319
1982	5 026	1 436	937	1 009	8 408
1983	4 882	1 270	766	852	7 770
1984	3 530	1 158	834	818	6 340
1985	2 941	836	1 008	944	5 729
1986	3 214	815	989	600	5 618
1987	2 908	1 258	1 089	978	6 233

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada.

en 1984 et 1985, années au cours desquelles le secteur pétrolier et gazier était prépondérant.

Des 6,2 milliards de dollars de capitaux injectés en 1987, les dépenses se répartissent comme suit : équipement de production, environ 46 pour 100; transport, 20 pour 100; et distribution, 19 pour 100. À la figure 9.1, on retrouve une ventilation de l'investissement dans chacun de ces postes en 1987 et, au tableau 9.3, un sommaire pour la période 1971-1987. Au cours des 17 dernières années, la production a absorbé environ 59 pour 100 de l'investissement total; le transport, 18 pour 100; la distribution, 12 pour 100; et les autres dépenses, 9 pour 100.

Au tableau 9.4 figurent les immobilisations de 14 services publics d'importance pour les années 1986 et 1987. À l'exception de la Nova Scotia Power, d'Ontario

Tableau 9.4. Investissement en capital des principaux services d'électricité

	1986	1987	Variation d'année en année
	(en millions de dollars courants)		(%)
Newfoundland and Labrador Hydro	28	45	7,7
Newfoundland Light & Power	33	40	21,2
Maritime Electric Co. Ltd.	9	12	33,3
Nova Scotia Power	124	117	-6,6
Énergie Nouveau-Brunswick	80	86	7,5
Hydro-Québec	1 537	1 688	9,8
Ontario Hydro	2 641	2 638	-0,1
Hydro-Manitoba	223	319	43,0
Saskatchewan Power	187	134	-35,5
Alberta Power	157	133	-15,3
Edmonton Power	129	191	48,1
TransAlta Utilities	231	164	-29,8
B.C. Hydro	148	141	-23,7
Commission d'énergie du Nord canadien	14	17	21,4
Canada	5 541	5 725	3,3

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada.

Tableau 9.5. Dette à long terme et sources de financement des principaux services publics, 1986

	Dette à long terme	Sources de financement de la dette à long terme	
	(en millions $)	Intérieure (%)	Étrangère (%)
Newfoundland and Labrador Hydro	1 412	39	61
Newfoundland Light & Power	134	93	7
Maritime Electric Co. Ltd.	18	100	0
Nova Scotia Power	1 591	76	24
Énergie Nouveau-Brunswick	2 089	38	62
Hydro-Québec	20 349	41	59
Ontario Hydro	23 494	57	43
Hydro-Manitoba	2 652	38	62
Saskatchewan Power	2 162	71	29
Alberta Power	428	100	0
Edmonton Power	623	100	0
TransAlta Utilities	992	94	6
B.C. Hydro	7 472	47	53
Commission d'énergie du Nord canadien	96	100	0
Canada	63 512	54	46

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada.

Hydro, de l'Alberta Power, de la TransAlta Utilities et de la B.C. Hydro, tous les principaux services publics ont augmenté leurs dépenses d'investissement en 1987. À elle seule, Ontario Hydro représente près de 46 pour 100 des dépenses totales en 1987, principalement en raison de la poursuite des travaux à la centrale nucléaire de Darlington.

FINANCEMENT

Pour leurs besoins en capitaux, les services publics du Canada font habituellement appel, entre autres, aux marchés financiers des États-Unis, de l'Europe de l'Ouest et du Japon. Comme l'indique le tableau 9.5, la dette à long terme impayée des principaux services publics canadiens s'élevait à environ 64 milliards de dollars, au 31 décembre 1986. On estime que 34 milliards de dollars (54 pour 100) provenaient du marché intérieur et 30 milliards de dollars (46 pour 100), de l'étranger. Les États-Unis auraient fourni environ 26 milliards de dollars (87 pour 100) de la part du financement international.

Le taux d'endettement des services publics d'électricité se situait dans une fourchette comprise entre 72 pour 100, pour le Réseau hydroélectrique de la ville de Winnipeg, et près de 96 pour 100, dans le cas de la Nova Scotia Power et d'Hydro-Manitoba. En revanche, le taux d'endettement des services privés se situait entre 42 pour 100 et 45 pour 100 (voir tableau 9.6).

Les services publics des États-Unis ont également des taux d'endettement élevés, comparables à ceux des sociétés d'État canadiennes. Tel qu'indiqué au tableau 9.6, la Power Authority of the State of New York, la Tennessee Valley Authority et la Bonneville Power Administration affichent des taux d'endettement de 72 pour 100, de 83 pour 100, et de 100 pour 100 respectivement. Parmi les services privés retenus aux fins de comparaison, le taux d'endettement variait entre 36 pour 100 et 53 pour 100 en 1986.

Tableau 9.6. Taux d'endettement des services d'électricité du Canada et des États-Unis

	1984	1985	1986
		(%)	
CANADA			
Services publics			
Newfoundland and Labrador Hydro	91	90	88
Nova Scotia Power	94	95	96
Énergie Nouveau-Brunswick	89	88	84
Hydro-Québec	75	76	76
Ontario Hydro	83	84	84
Hydro-Manitoba	97	96	96
Réseau de Winnipeg	67	68	72
Saskatchewan Power	86	87	87
Edmonton Power	84	80	75
B.C. Hydro	87	86	86
Commission d'énergie du Nord canadien	95	96	82
Services privés			
Newfoundland Light & Power	46	46	45
Maritime Electric Co. Ltd.	48	43	42
TransAlta Utilities Corporation	42	43	45
Alberta Power	45	43	45
ÉTATS-UNIS			
Services publics			
Tennessee Valley Authority	84	83	83
Bonneville Power Administration	100	100	100
Power Authority of the State of New York	69	71	72
Services privés			
Boston Edison Company	50	51	46
Northeast Utilities	52	53	52
Consolidated Edison Company of New York	34	36	36
Niagara Mohawk Power Corporation	46	46	47
American Electric Power Company	54	53	53
Northern States Power Company	46	46	46
Washington Water Power Company	48	44	48
Pacific Gas and Electric Company	46	48	46

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada.

Une équipe de monteurs de la SaskPower remplace un isolateur endommagé sur la ligne à 230 kV reliant Redsin (Manitoba) au barrage Boundary situé près d'Estevan.

10. Prix de revient et de vente

COÛTS D'APPROVISIONNEMENT

Le coût unitaire des approvisionnements supplémentaires a augmenté rapidement de 1974 à 1982; les hausses des dernières années ont toutefois été beaucoup plus modérées. Rajustée en fonction du taux d'inflation, l'augmentation réelle du coût de l'électricité a été faible, et cette situation devrait se maintenir au cours des prochaines années.

La flambée du coût de l'électricité enregistrée entre 1974 et 1982 est principalement attribuable à deux facteurs : le taux élevé de l'inflation, qui a augmenté chaque année en moyenne de 10 pour 100, et le renchérissement des combustibles fossiles, en moyenne de 18 pour 100 par année. Le taux d'inflation élevé a un double effet sur l'industrie de l'électricité : les coûts de construction de nouvelles installations grimpent, tout comme le loyer de l'argent.

Au tableau 10.1 figurent les taux d'intérêt moyens sur la nouvelle dette à long terme des services publics d'électricité pour la période allant de 1967 à 1987. Les taux ont commencé à augmenter en 1974, à l'époque de la première crise pétrolière, pour culminer en 1981 et, ensuite, chuter. En 1987, ils étaient de 10,9 pour 100 en moyenne, contre 10,5 pour 100 l'année précédente.

L'indice des coûts de construction, présenté au tableau 10.1, montre que ces coûts d'équipement (centrales hydrauliques, thermiques classiques et nucléaires) ont progressé plus vite que l'Indice des prix à la consommation (IPC) entre 1969 et 1976. Depuis 1977, cependant, c'est l'inverse, à quelques exceptions près en 1979-1980 et en 1986, au regard des centrales thermiques classiques, et en 1981 dans le cas des centrales hydrauliques. L'augmentation moyenne des coûts de construction pour la période allant de 1967 à 1986 se chiffrait à 7,4 pour 100 pour les ouvrages hydro-électriques, à 7,8 pour 100 pour les installations thermiques classiques, et à 7,8 pour 100 pour les centrales nucléaires (entre 1971 et 1987), contre 7,3 pour 100 pour l'IPC. De façon générale, l'augmentation des coûts de construction dans l'industrie de l'électricité suit celle de l'IPC.

Tableau 10.1. Taux d'inflation, d'intérêt et d'augmentation des coûts de construction, 1967-1987

	Taux d'intérêt moyen	Taux d'augmentation des coûts de construction			
		Hydro	Thermique	Nucléaire	IPC
			(%)		
1967	6,7	3,6	1,1	-	3,5
1968	7,8	4,2	2,8	-	4,7
1969	8,6	5,7	6,8	-	4,5
1970	9,3	6,6	7,4	-	3,3
1971	8,5	4,6	6,0	-	2,9
1972	8,4	6,3	6,1	6,9	4,8
1973	8,6	9,2	9,2	9,5	7,6
1974	10,2	18,8	20,5	19,2	10,9
1975	10,7	14,3	13,4	13,1	10,8
1976	10,4	8,9	10,0	9,7	7,5
1977	9,6	5,9	7,9	7,5	8,0
1978	10,0	7,7	8,7	8,0	9,0
1979	10,9	8,7	11,0	12,7	9,2
1980	13,3	10,0	11,6	22,0	10,2
1981	16,3	13,7	11,9	11,4	12,5
1982	15,9	7,2	6,8	5,3	10,8
1983	12,8	4,6	4,1	5,0	5,8
1984	12,5	3,2	2,8	0,1	4,4
1985	11,7	1,7	3,8	4,8	4,0
1986	10,5	4,1	3,5	3,5	4,1
1987	10,9	3,0	2,7	1,9	4,1

Source : Taux d'intérêt – McLeod Young Weir Ltd.
Coût de la construction et IPC – publications 62-007 et 62-001 de Statistique Canada.

Le tableau 10.2 illustre la progression du coût des combustibles fossiles depuis 1969; pour ce qui est de la production d'électricité, le coût en était généralement stable avant la crise de 1973, année après laquelle surviennent les hausses. Au Canada, le coût du combustible fossile par kilowattheure d'électricité (produite à partir d'énergie thermique classique) a plus que triplé entre 1973 et 1986, passant de 3,1 mils à 10,7 mils. La hausse du coût de production des centrales au mazout est encore plus vertigineuse : il passe de 7,1 mils à 68,02 mils le kilowattheure au cours de la même période, soit une augmentation annuelle moyenne de 21 pour 100. En revanche, il a considérablement baissé en 1986,

Tableau 10.2. Coût du combustible servant à la production d'électricité, 1969-1986

	Charbon* de l'Est*	Charbon** de l'Ouest**	Mazout	Gaz naturel	Uranium	Total
			(mils/kW.h)			
1969	3,46	1,11	4,97	2,54	-	3,24
1970	3,60	1,38	5,68	2,47	-	3,25
1971	4,20	1,28	5,98	3,15	-	3,46
1972	4,32	1,34	6,41	3,93	-	3,42
1973	4,65	1,43	7,06	3,74	-	3,13
1974	5,38	1,54	11,36	5,18	-	4,10
1975	8,64	2,07	12,87	7,17	-	6,16
1976	11,43	2,97	15,38	11,74	1,14	8,11
1977	11,89	3,20	19,01	15,21	1,34	8,40
1978	13,12	2,88	21,22	16,19	1,61	8,82
1979	16,50	3,11	23,93	15,22	1,65	9,62
1980	18,22	3,75	26,22	15,47	2,65	10,69
1981	20,48	4,83	40,77	23,22	2,68	12,22
1982	22,61	5,76	44,88	30,16	2,87	14,04
1983	23,71	5,96	57,27	31,17	3,25	13,20
1984	24,85	5,94	65,11	34,15	3,84	13,64
1985	26,07	6,59	68,02	31,81	4,74	13,54
1986	25,88	5,13	45,15	27,11	4,52	10,70

* *Nouvelle-Écosse, Nouveau-Brunswick et Ontario*
** *Alberta, Saskatchewan, et Manitoba.*

Sources : Statistique de l'énergie électrique,
Statistique Canada, nº de catalogue 57-202, divers numéros.

en raison de l'effondrement du cours du pétrole.

Le coût unitaire du charbon dans la production d'électricité varie d'une région à l'autre en fonction du type de charbon utilisé, de sa provenance et de la proportion de l'approvisionnement énergétique total d'origine thermique. Le coût unitaire du charbon de l'Ouest servant à produire de l'électricité est passé de 1,4 mils par kilowattheure en 1973 à 5,1 mils en 1986. En comparaison, celui du charbon de l'Est est passé de 4,7 mils à 25,9 mils au cours de la même période. Dans l'Ouest, le charbon qui alimente les centrales est produit sur place, alors que, dans l'Est, la plupart de l'approvisionnement est importé.

Le coût du kilowattheure produit à partir de gaz naturel a bondi entre 1973 et 1986, passant de 3,7 mils à 27,1 mils, soit un accroissement annuel moyen d'environ 17 pour 100. Au cours des onze dernières années, l'électricité d'origine nucléaire affiche le plus faible coût unitaire au Canada : 4,5 mils le kilowattheure en 1986, contre 45,2 mils pour le mazout, 27,1 mils pour le gaz naturel, 25,9 mils pour le charbon consommé dans l'Est du pays et 5,1 mils pour le charbon de l'Ouest. En 1986, on observe une baisse marquée du coût de tous les combustibles servant à la production d'électricité, ce qui reflète l'effondrement du cours mondial du pétrole.

ÉTABLISSEMENT DES PRIX

Le tableau 10.3 fournit des données sur le produit moyen de la vente d'électricité dans chaque province. Les états financiers des principaux services publics figurent au tableau 10.4. Étant donné que les tarifs d'électricité sont fixés de façon à couvrir les coûts de production, les recettes moyennes par unité d'électricité ont commencé à augmenter sensiblement en 1975, avec l'escalade des coûts de production. Dans l'ensemble du Canada, l'accroissement annuel moyen du produit unitaire a été de 9,7 pour 100 entre 1977 et 1986. Le taux d'inflation, mesuré par l'Indice des prix à la consommation (IPC), a été de 7,8 pour 100 au cours de la

Tableau 10.3. Produit moyen de la vente d'électricité par province, 1977-1986

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
	(cents courants/kW.h)									
T.-N.	1,7	2,0	2,2	2,3	2,8	3,6	3,7	3,9	4,7	3,9
Î.-P.-É.	5,9	6,4	7,2	8,1	10,0	12,0	12,3	12,8	12,9	11,5
N.-É.	3,9	4,4	4,6	4,5	4,9	5,9	6,9	7,5	7,3	6,9
N.-B.	2,4	3,2	3,7	4,1	4,8	5,1	5,4	5,5	5,8	5,5
Qc	1,5	1,7	2,0	2,2	2,6	3,1	3,4	3,4	3,5	3,4
Ont.	2,3	2,4	2,6	2,9	3,2	3,6	3,9	4,2	4,5	4,5
Man.	1,9	2,3	2,7	2,8	2,8	2,9	3,1	3,4	3,6	3,6
Sask.	2,4	2,7	2,7	2,9	3,6	4,0	4,2	4,5	4,8	5,0
Alb.	2,7	3,1	3,2	3,4	4,1	4,9	5,2	5,4	5,4	5,4
C.-B.	2,1	2,2	2,4	2,6	3,0	3,8	3,8	4,1	4,4	4,2
Yukon	4,1	4,4	4,9	5,3	6,7	8,3	8,3	8,6	9,0	7,8
T. N.-O.	6,9	7,7	9,0	10,0	11,5	14,8	17,9	16,7	16,3	15,9
Canada	2,0	2,3	2,5	2,8	3,1	3,7	3,9	4,1	4,3	4,2

Source : Statistique Canada, publication 57-202.

Tableau 10.4. États financiers des principaux services publics, 1986

	Revenu total	Frais d'exploitation	Combustible	Achat d'énergie	Amortissement	Impôts	Intérêt	Perte au change	Autres frais	Revenu net
	(en millions de dollars courants)									
Newfoundland and Labrador Hydro	321	53	54	1	23	-	154	-	-	36
Newfoundland Light & Power	245	38	-	140	17	15	16	-	-	19
Maritime Electric Co. Ltd.	54	15	-	22	3	5	4	-	-	5
Nova Scotia Power	484	69	173	12	48	5	147	-	39	(9)
Énergie N.-B.	825	91	131	120	81	-	261	-	112	29
Hydro-Québec	4 734	1 129	-	118	464	272	2 259	189	-	303
Ontario Hydro	4 853	1 014	933	128	705	91	1 585	213	(63)	247
Hydro-Manitoba	570	188	-	10	78	38	177	66	-	13
Réseau de Winnipeg	84	25	-	36	3	1	7	-	1	11
Saskatchewan Power	847	228	289	-	95	-	245	-	-	(10)
Alberta Power	375	21	128	-	43	73	52	-	-	-
Edmonton Power	271	41	-	93	17	21	14	1	7	77
TransAlta Utilities	916	192	-	13	135	225	148	-	149	54
B.C. Hydro	1 987	278	280	-	233	330	906	-	(65)	25
Commission d'énergie du Nord canadien	99	68	-	-	12	-	23	-	3	(1)
Canada	16 665	3 450	1 988	693	1 957	1 076	5 998	469	176	858

Source : Rapports annuels des services publics, 1986.

même période. Pour l'ensemble du Canada, les recettes moyennes tirées de la vente d'électricité ont diminué de 2 pour 100 en 1986, première baisse depuis 1966.

Les prix de revient de l'électricité varient d'une région à l'autre, en fonction des modes de production et en fonction de l'importance et de la répartition géographique de la clientèle. Au tableau 10.5. figurent les tarifs en vigueur en janvier 1987 dans un éventail de villes canadiennes. Dans les trois secteurs, Winnipeg (Man.) affichait les tarifs les plus bas et Charlottetown (Î.-P.-É.), les plus élevés du secteur industriel. Quant aux secteurs résidentiel et commercial, c'est à Yellowknife que l'on retrouvait les tarifs les plus élevés. Le tableau 10.6 présente les augmentations annuelles des tarifs par

Tableau 10.5. Coût mensuel de l'électricité dans certaines villes canadiennes, janvier 1987

Secteur	Résidentiel	Commercial	Industriel
Demande facturable (kW)	-	100	1000
Consommation (kW.h)	1000	25 000	400 000
St. John's	70,01	1 769,98	22 101,29
Charlottetown	87,67	2 593,54	31 469,90
Halifax	72,61	2 261,50	23 365,48
Moncton	64,50	2 006,30	20 450,00
Montréal	42,19	1 440,30	16 745,00
Ottawa	48,80	1 272,55	18 102,55
Toronto	56,31	1 719,00	20 850,00
Winnipeg	39,42	1 042,86	11 834,51
Regina	51,00	1 614,24	20 394,24
Calgary	51,23	1 469,26	16 963,00
Edmonton	51,50	1 563,60	19 980,84
Vancouver	53,32	1 332,85	16 071,30
Whitehorse	72,30	2 280,00	-
Yellowknife	99,96	2 924,43	-

Source : Publication de Statistique Canada nº 57-203.

Tableau 10.6. Augmentation annuelle moyenne des tarifs, 1978-1987

	Variation des tarifs (en %) : moyenne établie pour toutes les catégories de clients									
	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
Newfoundland and Labrador Hydro	25,0	-	19,0	15,8	-	18,2	-	-	-1,7	0
Newfoundland Light & Power	21,2	12,4	11,8	14,6	-	12,0	-	-	8,66	3,0
Maritime Electric Co. Ltd.	13,0	-	13,1	21,4	-**	-**	-	3,7	-3,75	0
Nova Scotia Power	14,0	12,5	-(b)	36,6	-	-	-	-	-	-
Énergie Nouveau-Brunswick	9,9	7,9	7,8	9,8	-	8,8	6,2	4,6	-	-
Hydro-Québec	18,7	13,7	13,3	10,6	16,3	7,3	4,0	4,0	5,4	4,9
Ontario Hydro	5,7	7,7	7,3	10,0	10,0	8,2	7,5	8,6	4,0	5,0
Hydro-Manitoba	14,9	14,4	-(a)	-	-	9,5	7,9	5,0	2,8	9,7
Saskatchewan Power	3,3	8,3	7,9	16,1	-	12,6	9,2	-	7,5	7,5
Edmonton Power	8,1	-	26,0	12,0	13,2	8,0	5,0	6,7	0	3,0
TransAlta Utilities	15,6	7,5	-	13,0	4,0	15,0	-	1,7	6,1	-1,8
Alberta Power	-	-	12,3	28,9	-11,6*	2	-	-4,3	-8,6	-5,0
B.C. Hydro	13,4	5,5	7,6	2,6	20,0*	6,0	6,5	3,8	1,84	0

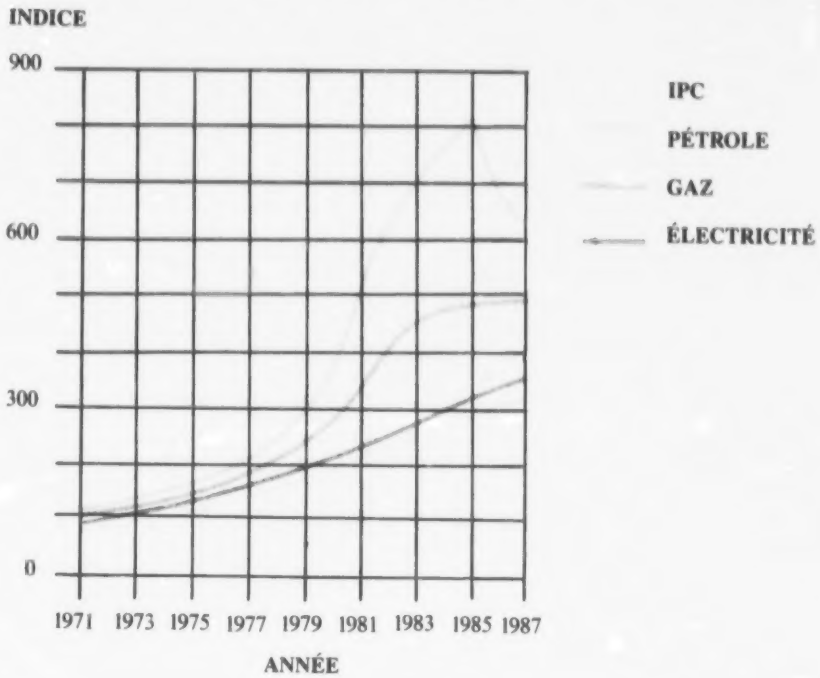
(a) En 1979, le gouvernement provincial a gelé les tarifs jusqu'en 1983.
(b) Le gouvernement provincial a gelé les tarifs en 1980.
* *D'après le tarif dans le secteur résidentiel.*
** *Ne reflète pas les variations mensuelles des frais de service et des redressements du prix des combustibles.*

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada.

province depuis 1978. Deux services publics d'électricité ont rajusté à la baisse leurs tarifs en 1987 : l'Alberta Power et la TransAlta.

À la figure 10.1, on retrouve les fluctuations de l'électricité, du pétrole et du gaz naturel en tant qu'éléments de l'IPC, de même que les variations de l'indice lui-même. Le prix de l'électricité a augmenté moins vite ou au même rythme que l'IPC pour la période 1971-1976. Depuis 1977, la croissance de l'indice du prix de l'électricité est beaucoup plus rapide que celle de l'IPC, mais bien plus faible que celles du mazout et du gaz naturel.

Figure 10.1. Indices des prix, 1971-1987



11. L'électricité et les processus d'évaluation environnementale

La plupart sinon la totalité des installations de production ou de transport d'électricité portent atteinte d'une façon quelconque à l'environnement. Les centrales thermiques classiques rejettent des polluants atmosphériques, et la construction de barrages et de lignes de transport ne va pas sans perturber la flore et la faune aquatiques et terrestres des alentours. Les gouvernements, l'industrie et d'autres groupes ont reconnu le besoin d'évaluer et d'atténuer les répercussions. À cette fin, les gouvernements fédéral et provinciaux ont mis en oeuvre des processus régissant les installations de production et de transport d'électricité.

D'une réglementation à l'autre, les caractéristiques des milieux visés et le type et l'envergure des aménagements envisagés diffèrent, mais on retrouve des similitudes importantes entre les processus qu'ont élaborés les diverses provinces pour s'assurer que le développement du parc de centrales et du réseau de transport se fasse dans les meilleures conditions de sauvegarde de l'environnement.

Dans la plupart des cas, il incombe d'abord au promoteur de veiller à l'évaluation des répercussions environnementales. Par la suite, un organisme compétent (relevant le plus souvent du ministère responsable des affaires environnementales) est en général saisi de l'étude qu'il doit examiner au nom du gouvernement provincial.

Dans l'ensemble, le processus décisionnel s'effectue toujours par étape et avec circonspection. Un premier tri permet d'autoriser d'emblée les projets quotidiens, de faible envergure, n'entraînant aucune répercussion importante ou appréciable, ce qui permet de réduire au maximum les retards et les coûts. Divers moyens permettent au public d'être tenu au fait du processus, notamment la publication des listes des projets et de leur état d'avancement.

Quant à ceux dont l'incidence défavorable sur l'environnement pourrait être considérable, ils font l'objet d'un examen approfondi (parfois mieux structuré et plus accessible). Les projets importants peuvent faire l'objet d'une audience publique tenue par une commission indépendante.

Un énoncé des incidences environnementales (EIE) est utilisé dans la plupart des cas au cours de l'examen des projets dont les répercussions pourraient être considérables. La formule et le contenu des EIE sont, dans l'ensemble, partout pareils : description du projet, analyse de la façon dont le projet portera atteinte à l'environnement et liste des mesures d'atténuation proposées. En règle générale, le promoteur soumet l'EIE qui sera étudié par le ministère compétent et d'autres organismes gouvernementaux ou par une commission chargée de l'examen public.

La plupart des processus comportent un forme d'examen public, mais leur nature varie d'une province à l'autre, allant d'un strict formalisme juridique à la tenue de réunions sans caractère officiel dans les collectivités.

En général, il incombe à un élu ou à un groupe d'élus, tel un ministre ou le Cabinet, de décider s'il y aura un examen public officiel.

Les processus en vigueur au Canada sont présentés ci-dessous. Certains aspects sont traités plus en détail dans un rapport rédigé sous les auspices du Conseil canadien des ministres des Ressources et de l'Environnement[1]. Depuis la parution de ce rapport en 1985, le Manitoba et le Nouveau-Brunswick ont considérablement modifié leur processus, ce dont tient compte le présent chapitre. En revanche, la Nouvelle-Écosse et l'Île-du-Prince-Édouard ont adopté des lois qui influeront sur les leurs, mais ces modifications sont passées sous silence, n'étant pas en vigueur au moment de la rédaction du présent ouvrage.

[1] Couch, William J., *L'évaluation environnementale au Canada : sommaire des pratiques actuelles – 1985*, Ottawa, Conseil canadien des ministres des Ressources et de l'Environnement, 1985, cat. EM 104-4/1985.

LE PROCESSUS FÉDÉRAL

Le Processus fédéral d'évaluation et d'examen en matière d'environnement

En décembre 1973, le Cabinet a créé le Processus fédéral d'évaluation et d'examen en matière d'environnement (PFEEE) pour s'assurer que les répercussions environnementales de tous les projets fédéraux sont évaluées dès les premières étapes de la planification. Sont visés tous les projets entrepris par des organismes fédéraux ou encore tout projet dans lequel des sommes gouvernementales sont injectées ou qui met en cause une propriété fédérale. Les sociétés d'État ne sont pas liées par cette décision du Cabinet, mais sont invitées à s'y soumettre.

Dans le cadre du PFEEE, il incombe aux ministères fédéraux d'évaluer leurs propres projets et d'effectuer un examen initial afin de déterminer si ces derniers auront des répercussions environnementales notables. Si l'on ne prévoit aucune incidence néfaste, le projet peut aller de l'avant, sous réserve d'une surveillance adéquate par le ministère promoteur.

Autrement, un processus d'examen officiel est mis en branle par

une commission d'évaluation environnementale créée par le ministre de l'Environnement. Le Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales assiste la commission dans ses travaux. Celle-ci exige que le promoteur rédige un énoncé des incidences environnementales. Si le ministre de l'Environnement et le ministre responsable du projet y consentent, la commission peut étendre son champ d'étude aux répercussions socio-économiques en général et à l'à-propos du projet.

Les interventions publiques font partie intégrante du processus d'évaluation. Ainsi, toute personne ou tout organisme qui s'intéresse à un projet peut faire valoir son point de vue devant la commission.

Après avoir évalué tous les renseignements obtenus et une fois les délibérations terminées, la commission rédige un rapport dans lequel elle fait état de ses travaux et de ses recommandations. Elle peut proposer l'annulation ou la mise en oeuvre d'un projet, parfois sous réserve de certaines conditions. Les recommandations sont présentées au ministre de l'Environnement et au ministre responsable du projet, qui doivent déterminer à qui elles s'adressent, dans quelle mesure elles doivent être incorporées aux modalités d'exécution du projet et de quelle façon les rendre publiques. S'ils ne peuvent se mettre d'accord, les ministres peuvent saisir le Cabinet de la question.

En 1987, Environnement Canada a rendu public une étude qui identifiait diverses modifications que le gouvernement fédéral pourrait apporter au processus décrit ci-dessus[2], notamment l'obligation d'effectuer une évaluation environnementale initiale pour certains types de projets et la publication éventuelle des résultats. La rédaction du présent chapitre coïncidait avec l'examen de bon nombre des concepts contenus dans le document par les ministères et organismes fédéraux.

[2] Environnement Canada, *Améliorer l'évaluation environnementale fédérale : un document de travail*, Ottawa, Approvisionnements et Services, Canada, 1987, 106-5/1987.

LES PROCESSUS PROVINCIAUX

Colombie-Britannique

En matière d'électricité, le fondement légal du processus d'examen de la Colombie-Britannique découle, au premier chef, de l'*Utilities Commission Act* de 1980. Les grands projets énergétiques ne peuvent être entrepris tant que le promoteur n'a pas reçu un certificat (l'Energy Project Certificate ou le Certificate of Public Convenience and Necessity) dans lequel sont précisées les modalités devant régir la construction et l'exploitation des installations.

Pour obtenir un certificat, le promoteur (autre qu'un service public) doit d'abord présenter un prospectus puis une demande officielle à l'Energy Project Coordinating Committee (EPCC), comité d'orientation que préside le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières et auquel siègent des représentants du ministère de l'Environnement et des Parcs et un membre de la British Columbia Utilities Commission (la BCUC ou régie provinciale de l'électricité). La demande du promoteur doit présenter des données sur les répercussions environnementales, les stratégies de gestion des impacts, les avantages et les coûts, la surveillance et, enfin, des propositions quant aux mesures de compensation et d'atténuation. Par l'entremise de plusieurs groupes de travail interministériels, l'EPCC examine les documents soumis et en saisit le ministre de l'Environnement et des Parcs et le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières. Il leur présente également des recommandations qui, en général, portent soit sur la tenue d'une audience publique par la BCUC, soit sur l'exemption de certaines clauses de l'*Utilities Commission Act*.

Si la demande est renvoyée devant la BCUC, les deux ministres reçoivent un rapport à la fin des audiences publiques. Le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières, avec l'assentiment du ministre de l'Environnement et des Parcs, annonce la décision du Cabinet. Lorsqu'un service public tente d'obtenir un Energy Project Certificate, les ministres peuvent soumettre la demande à la BCUC, qui prendra une décision au terme d'un examen comportant parfois la tenue d'une audience publique. La BCUC délivre parfois directement un Certificate of Public Convenience and Necessity.

Alberta

En Alberta, le processus d'évaluation des incidences environnementales (EIE) a été établi en vertu de la *Land Surface Conservation and Reclamation Act* de 1973. Aux termes de l'article 8 de la Loi, le ministre de l'Environnement peut exiger d'un promoteur la présentation d'une EIE s'il est d'avis que l'intérêt public le justifie. Au moyen d'une EIE, il s'agit de fournir, au public et au gouvernement, des données permettant d'identifier au préalable les atteintes graves à l'environnement et de prévoir des mesures d'atténuation.

Le processus albertain est régi par des lignes directrices qu'est chargé

de faire respecter le ministère de l'Environnement. La plupart des grands projets de mise en valeur des ressources y sont assujettis, à l'instar des principales centrales thermiques et hydrauliques. Les promoteurs de projets de moindre envergure sont tenus de soumettre les renseignements d'ordre environnemental requis pour l'obtention des autorisations. Le promoteur (personne morale, société, organisme provincial ou société d'État) doit consulter le public, qui d'ailleurs doit avoir la possibilité de prendre part à l'élaboration et à l'examen du document.

L'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta (OCREA) et le ministère albertain de l'Environnement doivent autoriser les projets de nature énergétique. Par conséquent, ces deux organismes se concertent pour ce qui est de leurs exigences et de l'examen des demandes. Le dépôt d'une demande auprès de l'OCREA suppose également son dépôt auprès du ministère de l'Environnement, dans le cas des EIE des projets de mise en valeur énergétique. L'OCREA peut exiger la tenue d'une audience publique. Quoi qu'il en soit, une fois la décision de l'OCREA rendue, le ministère de l'Environnement délivre une licence ou un permis détaillé.

Saskatchewan

En Saskatchewan, l'*Environmental Assessment Act* de 1980 exige que l'on évalue les incidences environnementales des importants projets de mise en valeur. En cas d'urgence, seul le Cabinet peut exempter un projet.

Le processus provincial d'évaluation des incidences environnementales (EIE) relève du ministère de l'Environnement et de la Sécurité publique; aucun projet ne peut être réalisé sans l'autorisation du ministre. Après examen des demandes, ce ministère détermine l'à-propos d'effectuer une évaluation des incidences environnementales et, le cas échéant, fixe la nature et la portée de l'étude. Si une EIE n'est pas requise, le projet peut aller de l'avant, sous réserve des exigences prévues par la loi.

Dans le cas d'une EIE, on encourage les promoteurs à entreprendre un programme de participation publique dans les plus brefs délais, afin que l'on puisse tenir compte des propos et recommandations ainsi recueillis lors de l'élaboration de l'énoncé des incidences environnementales. Le processus prévoit d'autres garanties comme une période d'au moins 30 jours pour l'examen public de l'énoncé et le pouvoir du ministre de créer une commission d'enquête qui peut mener des audiences publiques. Il appartient au ministre de prendre la décision finale d'accepter (conditionnellement ou non) la demande ou de la rejeter.

Manitoba

Au Manitoba, la *Loi sur l'environnement* de 1988 remplace la *Loi de protection de l'environnement* de 1968 et le Processus manitobain d'évaluation et d'examen en matière d'environnement établi en 1975 par une directive du conseil des ministres.

Aux termes de la nouvelle loi, il faut tenir compte des intérêts de toutes parties visées lors de la planification de projets publics ou privés. De plus, tout promoteur d'un projet susceptible de porter atteinte à l'environnement est tenu d'en aviser le ministère de l'Environnement et de la Sécurité et de l'hygiène au travail et d'effectuer une évaluation environnementale. Le ministre doit approuver les projets de grande envergure avant qu'ils puissent aller de l'avant.

Les activités visées par la *Loi sur l'environnement* portent le nom de "développements", classés dans trois catégories. La première regroupe les développements essentiellement reliés à la pollution; la deuxième, les activités ayant une incidence considérable sur l'environnement en raison de facteurs autres que la pollution ou qui s'ajoutent à celle-ci. Les propositions ressortissant à la troisième catégorie sont plutôt rares; il s'agit de projets de grande envergure, comme les importants barrages hydro-électriques, détournements de cours d'eau ou aménagements industriels.

Aux termes de la Loi, toute personne ou organisme promoteur d'un projet de développement est tenu d'en saisir le ministère de l'Environnement et de la Sécurité et de l'hygiène au travail au début de l'étape de planification. Des représentants des ministères visés établissent les lignes directrices devant régir l'évaluation par le promoteur. L'évaluation a été conçue de manière que les efforts soient axés sur les principales questions ressortissant au projet, tout en tâchant de mener le processus à terme dans les plus brefs délais. Selon le type d'évaluation menée, le public peut intervenir à des moments précis. Au terme du processus, il y a délivrance d'une licence environnementale dont les modalités sont propres à la proposition soumise. Autrement, des atteintes inacceptables à l'environnement sont invoquées pour rejeter la demande.

Ontario

Le ministre de l'Environnement est chargé de l'exécution de l'*Environmental Assessment Act*, qui favorise une meilleure planification en faisant participer le public et les ministères et organismes provinciaux au processus d'évaluation environnementale, de planification et d'autorisation. (En Ontario, le

processus environnemental est également assujetti à la *Consolidated Hearings Act* de 1981, mais le présent résumé ne fera état que de l'*Environmental Assessment Act*, l'une des deux principales lois afférentes aux questions environnementales. Pour de plus amples détails au sujet de la *Consolidated Hearings Act*, veuillez consulter la publication intitulée *Améliorer l'évaluation environnementale fédérale*[3] ou le numéro d'octobre 1987 du *Canadian Environmental Law Reports*[4].)

Avec l'approbation du Cabinet, le ministre de l'Environnement peut exempter les promoteurs de projets des dispositions de la loi qui régissent actuellement les activités des ministères provinciaux, des municipalités et des organismes de conservation. Quant aux propositions du secteur privé, la loi ne s'applique qu'aux projets désignés par les règlements d'application. Il appartient au promoteur de déterminer si la loi s'applique à leur projet; dans le cas d'une réponse négative ou d'une exemption, la mise en oeuvre peut aller de l'avant. Si la loi s'applique, le promoteur doit rédiger une évaluation environnementale (EE), qui fera l'objet d'un examen par le ministère de l'Environnement et les organismes provinciaux et fédéraux intéressés.

Par la suite, le ministère rédige son commentaire qui, de concert avec l'évaluation environnementale, est rendu public et soumis à une période d'examen public d'au moins trente jours. Au terme de celle-ci, le public, les analystes ou le promoteur peuvent demander à la Commission des évaluations environnementales de tenir une audience publique. S'il décide qu'il n'y a pas lieu de tenir une telle audience, le ministre pourra, avec l'assentiment du Cabinet, autoriser conditionnellement ou non le projet ou le rejeter. En revanche, lorsque le ministre tranche en faveur d'une audience publique, la Commission doit aviser le public suffisamment à l'avance de la tenue des audiences, auxquelles le public aura accès. Le ministre ou le Cabinet ne peut modifier la décision de la Commission que dans les 28 jours qui en suivent l'annonce, après quoi la décision a force exécutoire.

[3] Couch, William J., *op. cit.*

[4] *Canadian Environmental Law Reports*, New series, Vol.1, Part 6, October 1987.

Québec

Au Québec, le processus d'évaluation environnementale diffère selon que le projet à l'étude serait réalisé dans le Sud de la province ou sur un territoire ayant fait l'objet de conventions avec les autochtones.

En 1972, la *Loi sur la qualité de l'environnement* de 1972 a été considérablement modifiée afin de mettre en oeuvre un processus d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement. En vertu des règlements d'application, ce processus ne vise que les projets devant être réalisés dans le Sud de la province. Si un projet y est assujetti, le promoteur est tenu de soumettre une étude d'impact au ministère de l'Environnement pour que ce dernier en fasse l'analyse de recevabilité et l'évaluation de l'acceptabilité environnementale du projet. Tous les projets font alors l'objet d'une période de consultation publique, au cours de laquelle tout résident peut demander au ministre de l'Environnement de tenir une audience publique. Le grand public a donc la possibilité de se prononcer avant que le conseil des ministres soit saisi du projet pour le l'autoriser ou le rejeter.

Pour ce qui est du Nord québécois, le gouvernement a mis en oeuvre un processus spécial pour évaluer et examiner les répercussions environnementales et socio-économiques d'un projet donné. Le trait distinctif de ce processus est le recours à des comités bipartites et tripartites auxquels siègent toujours des représentants des autochtones. Ces comités conseillent le sous-ministre de l'Environnement au cours des diverses étapes du processus d'autorisation. Enchâssée dans la *Loi sur la qualité de l'environnement*, cette procédure découle de la Convention de la Baie James et du Nord québécois (1975) ainsi que de la Convention du Nord-Est québécois (1978).

Nouveau-Brunswick

Au Nouveau-Brunswick, le Règlement sur les études d'impact sur l'environnement (EIE), adopté en juillet 1987, fournit le cadre législatif régissant la planification environnementale, notamment les possibilités d'une participation par le public. Le Règlement, qui remplace la politique d'évaluation environnementale promulguée en 1975, vise à permettre aux autorités d'identifier les atteintes qu'aurait un projet avant de décider de son sort.

En vertu du Règlement, les personnes, sociétés ou organismes privés proposant certains types de projets sont tenus d'en enregistrer les détails au bureau du ministre des Affaires municipales et de l'Environnement au début du cycle de planification. Le ministre tente alors de déterminer si la proposition est susceptible d'avoir des répercussions environnementales considérables, notamment d'ordre socio-économique et biophysique. S'il semble que l'incidence sera considérable, le ministre avisera le promoteur de la nécessité de procéder à une EIE. Le ministère, de concert avec le promoteur, élaborera des directives préliminaires qui encadreront l'étude. Le

ministre met alors sur pied un comité de révision qui, formé de spécialistes des ministères compétents, a le mandat d'élaborer la version préliminaire des lignes directrices identifiant les principales questions d'ordre environnemental qui devront être abordées. Si le ministre les rend publiques, les intéressés peuvent lui faire part de leurs observations par écrit.

Le principal but de l'EIE est de prévoir les répercussions qu'aurait un projet. Les renseignements recueillis au cours de l'étude sont compilés dans un rapport provisoire d'étude d'impact sur l'environnement, qui sera ensuite examiné minutieusement par le comité de révision. Si, après avoir pris conseil auprès du comité de révision, le ministre est d'avis que le rapport répond bien aux points qu'avaient soulignés les lignes directrices, le public a de nouveau la possibilité de faire des présentations au cours d'une deuxième étape plus détaillée que la première. Un résumé de l'étude, les observations du comité de révision et la version intégrale du rapport final sont ensuite rendus publics.

L'EIE fait ensuite l'objet d'une assemblée publique. Par la suite, le ministre examine l'étude et les observations du public, puis recommande au lieutenant-gouverneur en conseil le rejet ou l'acceptation du projet.

Nouvelle-Écosse

En Nouvelle-Écosse, le processus d'évaluation environnementale se déroule dans le cadre législatif établi par l'*Environmental Protection Act* et la *Water Act*.

Le ministère de l'Environnement de la Nouvelle-Écosse doit analyser tous les projets qui lui sont soumis et conseiller le ministre sur les projets pouvant altérer sérieusement l'environnement. Après avoir reçu l'avis du ministère et de tous les intéressés, le ministre détermine s'il y a lieu d'effectuer une évaluation des incidences environnementales (EIE). Le cas échéant, le promoteur doit rédiger et soumettre au ministère une version préliminaire d'une EIE qu'étudieront les divers ministères provinciaux et organismes fédéraux visés. Après quoi, le ministère de l'Environnement recommande au ministre l'acceptation, conditionnelle ou non, du projet ou son rejet.

Le public peut participer de différentes manières au processus. Enfin, sur la recommandation de son ministère et en fonction des avis recueillis auprès du public, le ministre décide si le projet peut aller de l'avant et, le cas échéant, établit les modalités.

Île-du-Prince-Édouard

En 1973, le conseil exécutif de l'Île-du-Prince-Édouard (Î.-P.-É.) a décrété que tous les ministères et organismes de la province devaient évaluer l'importance des éventuelles répercussions sur l'environnement qu'auraient les projets d'exploitation énergétique.

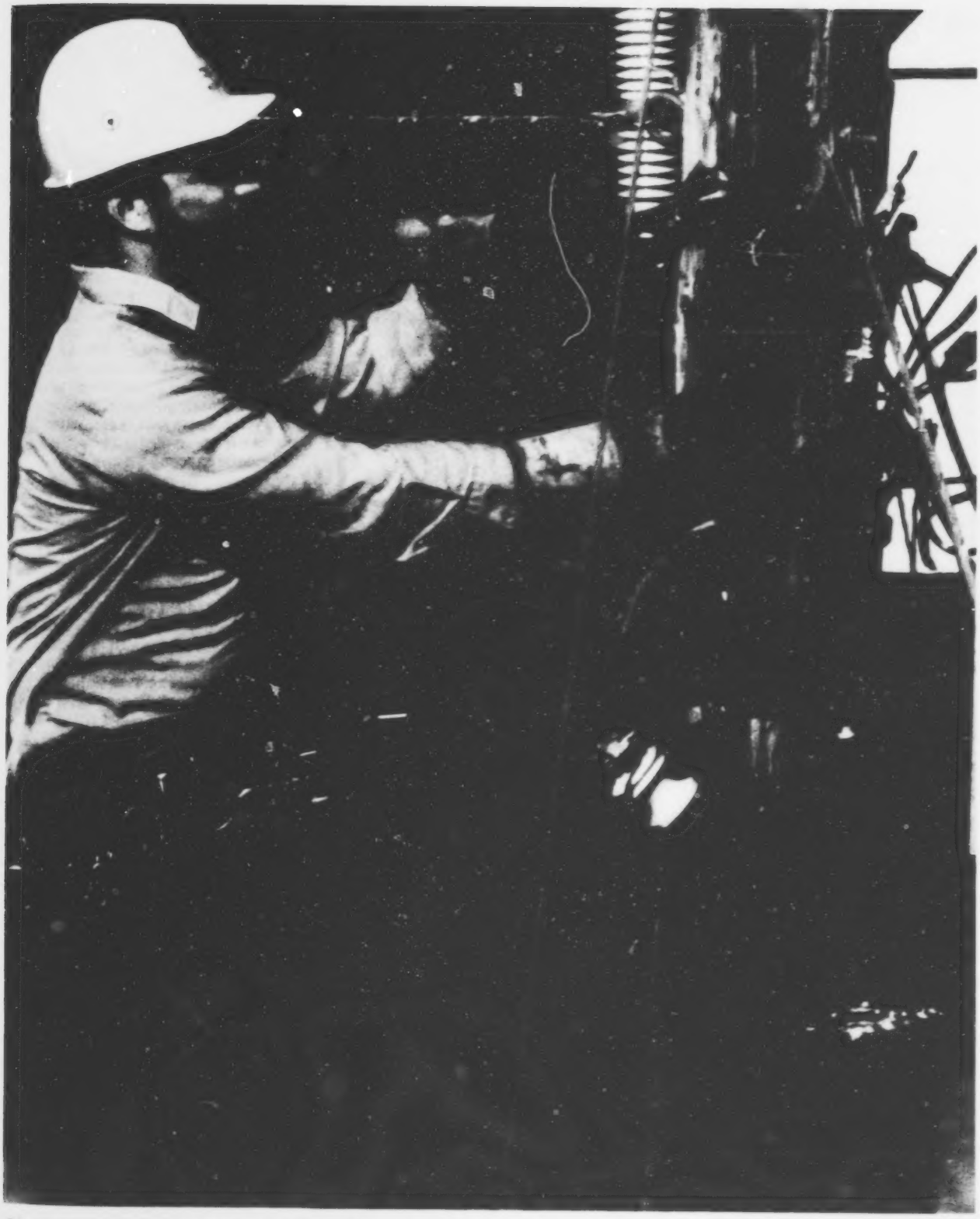
Pour ce qui est des services publics d'électricité, la Public Utilities Commission peut enjoindre au promoteur de respecter des directives concernant expressément son projet lors de l'élaboration de l'énoncé des incidences environnementales (EIS), si le projet est susceptible de porter gravement atteinte à l'environnement. La commission envoie copie de l'EIE au conseil exécutif qui, sur la foi des renseignements dont il dispose, peut trancher la question ou déterminer qu'il serait dans l'intérêt public de tenir des audiences publiques dans la collectivité visée. Au terme des audiences publiques, la commission examine la preuve et fait part de sa conclusion au conseil exécutif.

Terre-Neuve

À Terre-Neuve, le processus d'évaluation environnementale relève de l'*Environmental Assessment Act* de 1980; le ministère de l'Environnement veille à son exécution.

La version préliminaire des détails d'un projet susceptible de porter gravement atteinte à l'environnement doit être enregistrée auprès du ministère de l'Environnement. Il appartient au ministre de déterminer, sur avis conforme du ministère, s'il y a lieu de tenir une évaluation des incidences environnementales (EIE). Si une EIE n'est pas requise, le promoteur peut aller de l'avant, sous réserve de respecter les lois et règlements pertinents.

Autrement, il incombe au promoteur d'élaborer l'EIE, que le ministre soumet ensuite à un examen public. Lorsque le public manifeste un intérêt marqué pour un dossier, le ministre peut recommander au Cabinet la formation d'une commission d'évaluation environnementale chargée de tenir des audiences publiques. Le ministre rend public le rapport présenté par la commission et en soumet copie aux membres du Cabinet et leur recommande d'autoriser, conditionnellement ou non, le projet ou de le rejeter.



Un monteur de la société Alberta Power effectuant des travaux de réparation sur une ligne située près de Vegreville (Alberta).

12. Perspectives d'avenir

Au cours des dernières années, il est devenu difficile de prévoir la demande d'électricité, en grande partie à cause de la désagrégation de l'économie, résultat de la flambée des prix des ressources énergétiques, notamment de 1975 à 1977 et de 1980 à 1982. De par le monde, le renchérissement des ressources énergétiques a provoqué des perturbations qui ont appelé des rajustements au chapitre des quantités et des types d'énergie utilisés, et remis en question certaines utilisations. L'effondrement des cours du pétrole en 1986 est venu renforcer ce climat d'incertitude. Cela étant, des schémas d'approvisionnements mouvants rendent incertaine la prévisibilité de l'économie et, par contrecoup, celle de la demande d'électricité.

En dépit de cette incertitude, il est impératif d'effectuer des prévisions de la demande afin de s'assurer que la capacité installée permettra de répondre aux besoins. En effet, la mise en service de nouvelles centrales comporte de longs délais de réalisation, et les services publics doivent donc prévoir la demande de nombreuses années à l'avance. Le présent chapitre est consacré aux divers scénarios qui tentent de circonscrire la demande d'électricité, la demande de pointe, la puissance installée, la production d'électricité et les besoins en combustibles pour la période allant de 1987 à 2005. Les prévisions des dépenses en capital pour les années 1987-1997 sont également résumées.

PRÉVISION DE LA DEMANDE

Au cours des 18 prochaines années, la croissance économique et démographique devrait être plus faible qu'au cours des 27 dernières années, ce qui freinerait le taux d'accroissement de la demande d'électricité. Pour un aperçu des prévisions de la demande 1987-2005 réparties sur les dix provinces et les deux territoires, se reporter au tableau 12.1. Les divers services publics ont fait parvenir au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources (EMR) en février 1988 les prévisions pour leur zone de service respective. Au reste, l'Office national de l'énergie a établi les scénarios pour les services publics de moindre envergure et les établissements industriels. La Direction de l'électricité a ensuite compilé les données provenant de ces deux sources pour prévoir la demande par province et territoire. Pour la période visée (1987-2005), l'Alberta afficherait le taux d'accroissement moyen de la demande le plus élevé (3,4 pour 100 par année), suivi de la Nouvelle-Écosse (3 pour 100). Le taux d'accroissement de l'Ontario serait analogue à la moyenne nationale, soit 2,1 pour 100, et celui du Québec serait d'environ 1,7 pour 100 seulement.

Divers scénarios de la demande d'électricité pour l'ensemble du

Tableau 12.1. Prévisions de la demande d'électricité intérieure

	1987	1990	1995	2000	2005	Taux de croissance annuel moyen 1987-2005
			(GW.h)			(%)
T.-N.	9 697	10 647	11 485	12 359	13 243	1,8
Î.-P.-É.	647	709	771	828	889	1,8
N.-É.	8 326	9 798	11 226	12 636	14 127	3,0
N.-B.	12 376	13 832	16 003	17 835	19 531	2,6
Qc	158 196	161 099	183 350	200 350	214 748	1,7
Ont.	132 174	142 074	159 927	175 290	191 160	2,1
Man.	15 862	17 792	19 939	21 748	23 814	2,3
Sask.	12 451	13 553	15 528	17 311	19 190	2,4
Alb.	36 588	39 873	48 698	59 928	67 190	3,4
C.-B.	50 934	55 506	60 508	66 455	73 944	2,1
Yukon	432	474	523	577	638	2,2
T. N.-O.	467	526	529	552	570	1,1
Canada	438 150	465 883	528 487	585 869	639 044	2,1

Sources : Services publics canadiens et Office national de l'énergie.

Canada sont présentés à la figure 12.1. À des fins de comparaison, sont indiquées les prévisions les plus récentes, notamment celles du Modèle de la demande et de substitution énergétique d'EMR, du modèle de l'Office national de l'énergie ainsi que des principaux services publics du pays. Les prévisions des services publics se situent au bas de la plage avec 2,1 pour 100, contre celles de l'ONE (2,4 pour 100) et d'EMR (2,6 pour 100). Quoi qu'il en soit, toutes annoncent une croissance bien inférieure à celle (5,2 pour 100) qui avait été observée entre 1960 et 1987.

PRÉVISIONS DE LA DEMANDE DE POINTE

Au tableau 12.2, on trouve les taux d'accroissement de la demande de pointe des provinces et territoires, selon les prévisions des principaux services publics pour la période 1987-2005. Exception faite de

Figure 12.1. Comparaison des prévisions de la demande d'électricité

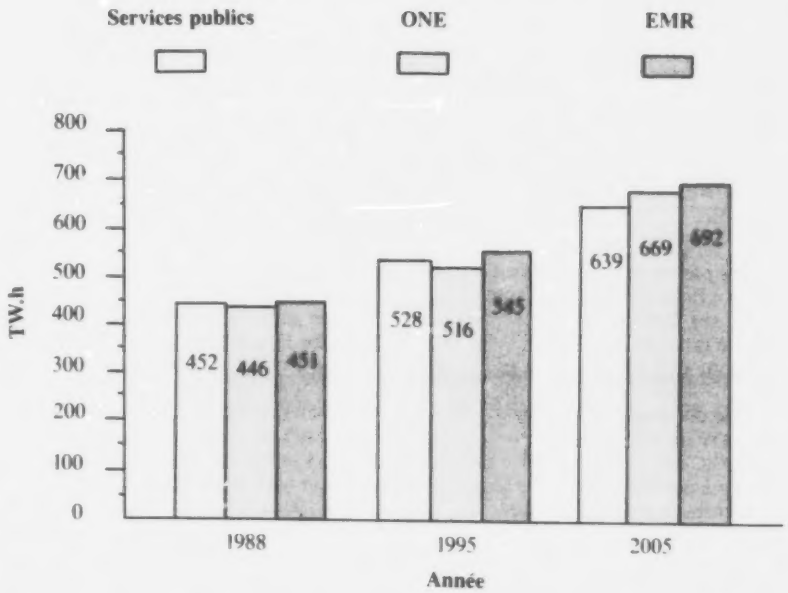


Tableau 12.2. Prévisions de la demande de pointe intérieure

	1987	1990	1995	2000	2005	Taux de croissance annuel moyen 1987-2005
			(MW)			(%)
T.-N.	1 758	1 858	2 067	2 283	2 484	1,9
Î.-P.-É.	105	116	126	135	159	2,3
N.-É.	1 484	1 818	2 097	2 406	2 734	3,5
N.-B.	2 178	2 619	3 048	3 413	3 713	3,0
Qc	26 717	28 749	32 893	36 263	39 143	2,1
Ont.	22 418	24 397	26 641	28 954	31 376	1,9
Man.	3 247	3 498	3 927	4 285	4 709	2,1
Sask.	2 252	2 509	2 874	3 179	3 519	2,5
Alb.	5 525	6 242	7 478	9 104	10 154	3,5
C.-B.	8 514	9 546	10 556	11 726	13 176	2,5
Yukon	69	72	79	88	97	1,9
T. N.-O.	89	113	117	122	126	2,0
Canada	74 356	81 537	91 903	101 958	111 390	2,3

Sources : Services publics et Office national de l'énergie

l'Ontario, du Manitoba et du Yukon, la demande de pointe augmenterait plus rapidement que la demande générale au Canada, ce qui semble indiquer que le facteur de charge de ces premiers s'étoffera alors que celui des autres provinces diminuera. Le facteur de charge moyen du Canada devrait diminuer, passant de 67 pour 100 en 1987 à près de 65 pour 100 d'ici 2005.

PRÉVISIONS DE LA PUISSANCE INSTALLÉE

À en juger par les taux d'accroissement prévu de la demande qui sont présentés aux tableaux 12.1 et 12.2, la capacité installée totale du Canada connaitra une croissance annuelle moyenne de 1,4 pour 100, ce qui la ferait passer de près de 101 000 MW en 1987 à quelque 129 000 MW vers la fin de 2005. Une progression bien inférieure aux taux de croissance de la demande ou de la demande de pointe, en raison de la surcapacité que possèdent la plupart des provinces à l'heure actuelle. On trouve au tableau 12.3 les prévisions relatives à la capacité installée par province et, au tableau 12.4, les prévisions pour l'ensemble du Canada réparties par mode de production.

Au cours des 18 prochaines années, l'hydraulique continuera de représenter la plus grosse part de la capacité installée, passant de 57 pour 100 du total en 1987 à 59 pour 100 vers l'an 2005. Parallèlement, le nucléaire se maintiendra autour de 12 pour 100 et le charbon gagnera deux points pour atteindre 19 pour 100. En revanche, on observera un recul du gaz naturel dont la part de la capacité installée totale tombera de 5 pour 100 en 1987 à 4 pour 100 en 2005; à l'instar du mazout qui connaîtra un repli plus prononcé : 8 pour 100 en 1987, contre 6 pour 100 en 2005. Cela étant, le charbon, le nucléaire et l'hydraulique maintiendront leur prépondérance dans la production totale d'électricité au pays. Celle-ci devrait s'amplifier et leur part de la capacité installée totale devrait passer de 87 pour 100 en 1987 à 90 pour 100 en 2005.

À en juger par les diverses prévisions portant sur la capacité installée totale du pays (voir figure 12.2), on observe que celles des services publics occupent le bas de la plage, alors que l'ONE et EMR prévoient des besoins plus fermes. Pour la période allant de 1987 à 2005, les services publics prévoient un accroissement total d'environ 28 GW, à raison de 1650 MW par année, contre 44 GW soit 2 590 MW par année pour l'ONE et 50 GW ou 2 940 MW par année dans le cas d'EMR. Il est à signaler que les prévisions d'EMR dépassent de beaucoup celles des services publics.

Tableau 12.3. Prévisions de la capacité installée par province

	1987	1990	1995	2000	2005	Taux de croissance annuel moyen 1987-2005
			(MW)			(%)
T.-N.	7 402	7 482	8 297	8 306	8 419	0,7
Î.-P.-É.	122	124	124	124	124	0,1
N.-É.	2 346	2 055	2 777	3 105	3 565	2,4
N.-B.	3 490	3 430	3 762	4 397	4 797	1,8
Qc	27 644	28 814	30 905	36 087	39 604	2,0
Ont.	32 123	31 927	34 405	34 984	35 127	0,5
Man.	4 137	4 347	5 321	5 707	6 357	2,4
Sask.	2 948	2 826	3 311	3 673	4 103	1,9
Alb.	7 605	7 622	8 618	10 281	11 915	2,5
C.-B.	12 508	12 560	12 555	12 855	14 570	0,9
Yukon	123	123	126	128	132	0,4
T. N.-O.	190	189	190	193	194	0,1
Canada	100 638	101 599	110 511	119 930	128 907	1,4

Sources : Services publics canadiens et Office national de l'énergie.

Tableau 12.4. Prévisions de la capacité installée par mode de production

	1987	1990	1995	2000	2005
			(MW)		
Charbon	17 420	17 773	20 070	22 030	24 632
Mazout	7 860	7 286	7 322	7 543	7 649
Gaz naturel	5 157	3 459	3 829	4 520	4 962
Nucléaire	11 928	13 857	15 619	15 597	15 597
Hydraulique	57 731*	58 736	63 113	69 632	75 444
Autres	542	488	558	608	623
Total	100 638	101 599	110 511	119 930	128 907

* *Inclut l'énergie marémotrice*

Sources : Services publics canadiens et Office national de l'énergie.

PRÉVISIONS DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

À en juger par les prévisions relatives à la production d'électricité pour la période allant de 1987 à 2005 (voir tableau 12.5), le Québec devrait se maintenir comme premier producteur au pays suivi de l'Ontario. L'Alberta pourrait ravir vers l'an 2000 le troisième rang actuellement occupé par la Colombie-Britannique.

Selon les prévisions des services publics quant à la part relative des divers modes de production (voir tableau 12.6), il semble que l'hydraulique maintiendra sa prépondérance, mais sa part du total fléchira et, de 65 pour 100 en 1987, elle ne sera plus que de 58 pour 100 en 2005. La production d'électricité à partir du charbon perdra du terrain entre 1987 et 1990 en termes de quantités et de part du marché, pour ensuite s'amplifier et atteindre près de 22 pour 100 de la production totale vers la fin de 2005. Le recul entre 1987 et 1990 reflète surtout l'intention d'Ontario Hydro de ramener sa production annuelle d'électricité à partir du charbon à 14 TW.h d'ici 1990, contre 32 TW.h en 1987. Il s'agit

Figure 12.2. Diverses prévisions de la puissance installée

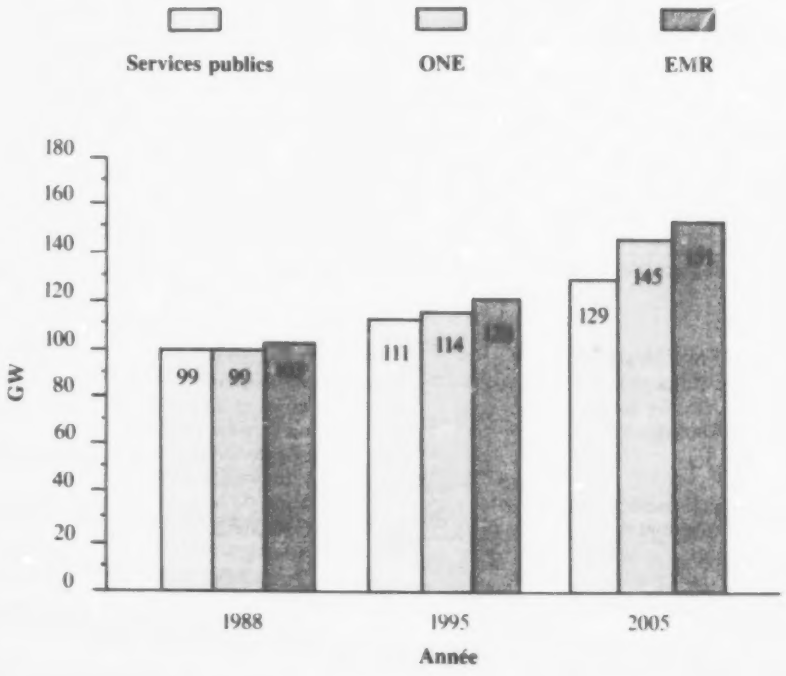


Tableau 12.5. Production d'électricité par province : prévisions des services publics

	1987	1990	1995	2000	2005	Taux de croissance annuel moyen 1987-2005
			(GW.h)			(%)
T.-N.	40 090	39 943	39 932	40 549	41 558	0,2
Î.-P.-É.	164	225	225	225	225	1,8
N.-É.	7 749	9 619	11 053	12 463	13 954	3,3
N.-B.	12 493	14 074	20 265	23 986	26 236	4,2
Qc	156 952	154 843	174 714	191 458	206 054	1,5
Ont.	131 582	145 770	166 517	179 450	194 340	2,2
Man.	19 902	20 030	23 399	26 610	25 069	1,3
Sask.	12 440	13 234	14 982	16 889	18 733	2,3
Alb.	36 770	39 873	48 663	59 928	67 190	3,4
C.-B.	63 067	54 145	56 790	57 741	66 471	0,3
Yukon	432	474	523	577	638	2,2
T. N.-O.	467	573	576	602	622	1,6
Canada	482 108	493 723	557 439	610 478	660 880	1,8

Sources : Services publics canadiens et Office national de l'énergie.

Tableau 12.6. Prévisions de la production d'électricité par source d'énergie au Canada

	1987	1990	1995	2000	2005
			(GW.h)		
Charbon	78 280	63 493	80 318	115 222	143 061
Mazout	8 666	10 887	9 586	9 486	9 053
Gaz naturel	7 095	8 104	10 429	12 327	14 512
Nucléaire	72 888	98 859	116 297	109 030	109 030
Hydraulique	313 189	301 024	337 983	360 703	381 464
Autres	1 990	2 356	2 826	3 710	3 760
Total	482 108	493 723	557 439	610 478	660 880

Sources : Services publics canadiens et Office national de l'énergie.

d'une baisse considérable qui sera compensée par une production accrue provenant de la centrale nucléaire de Darlington.

Depuis quelques années, les cours du pétrole sont en baisse, conjoncture qui, à court terme, incite les services publics à utiliser leurs centrales au mazout, mais ces cours devraient se redresser sous peu. À longue échéance, on continuera d'avoir recours au mazout pour alimenter les centrales de pointe et les groupes électrogènes desservant les collectivités éloignées. Après 1990, le recours au mazout diminuera en fonction de l'augmentation de la demande générale. D'ici l'an 2005, la part du mazout dans la production totale d'électricité ne sera plus que de 1,4 pour 100 contre 1,8 pour 100 en 1987. Pendant le même laps de temps, la part du gaz naturel dans la production totale passera de 1,5 pour 100 en 1987 à près de 2,2 en 2005, hausse qui serait surtout attribuable aux autoproducteurs industriels ontariens et aux principaux services publics albertains. D'ici l'an 1995, l'électricité d'origine nucléaire devrait plafonner en termes de quantités produites et de taux de pénétration du marché. La part du nucléaire dans la production totale d'électricité passerait de 15 pour 100 en

1987 au point culminant de 21 pour 100 en 1995, pour ensuite retomber à près de 17 pour 100 vers l'an 2005. On trouve à la figure 12.3 divers scénarios pour la production d'électricité.

PRÉVISIONS DE LA DEMANDE DE COMBUSTIBLES

Les prévisions relatives à la demande de combustibles du tableau 12.7 sont fondées sur celles de la production d'électricité présentées au tableau 12.6.

On prévoit que la consommation de charbon accusera une baisse notable, passant d'environ 43 millions de tonnes en 1987 à 37 millions de tonnes en 1990, ce qui refléterait le fait que l'Ontario entend diminuer sa production d'électricité à partir de charbon. Il n'empêche que la consommation totale de charbon atteindra environ 45 millions de tonnes en 1995 et 69 millions de tonnes d'ici 2005. On observera une consommation accrue du charbon en Alberta, au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse. En Ontario, la consommation de charbon passerait néanmoins de 5,1 millions de tonnes en 1995 à près de 16 millions de tonnes d'ici 2005.

Entre 1987 et 1990, le volume de pétrole utilisé pour la production d'électricité sera porté de 2,1 à 2,3 millions de mètres cubes (soit 14 millions de barils) pour ensuite régresser et retomber à près de 1,9 millions de mètres cubes (soit 12 millions de barils) vers 2005. Les produits pétroliers alimenteront surtout les centrales de pointe et les groupes électrogènes des collectivités éloignées.

Pendant la période visée (1987-2005), la consommation de gaz naturel pour la production

Figure 12.3. Comparaison des prévisions de la production d'électricité

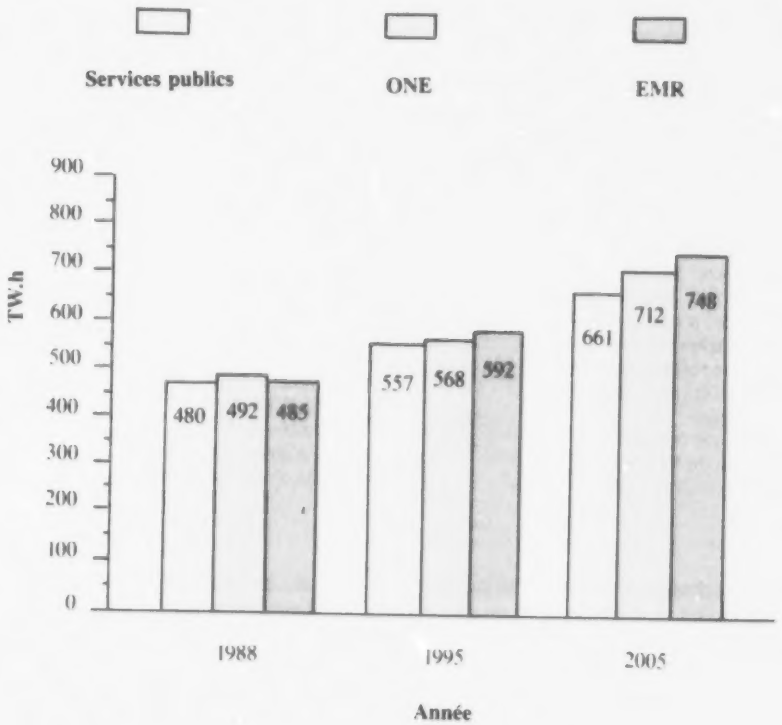


Tableau 12.7. Besoins en combustibles pour la production d'électricité

	Charbon (10^3 tonnes)	Mazout (m^3)	Gaz naturel ($10^6 m^3$)	Uranium (tonnes)
1987	42 500	2 053 387	2 979	1 306
1990	36 688	2 336 912	3 325	1 846
1995	44 672	2 055 659	4 362	2 068
2000	59 223	2 020 335	5 917	1 933
2005	68 603	1 902 529	6 051	1 933

Nota : 1 mètre cube de pétrole = 6,3 b
1 mètre cube de gaz = 35,3 pi^3
1 tonne = 1000 kg

Sources : Services publics d'électricité et Office national de l'énergie.

d'électricité serait portée de 2 979 millions de mètres cubes à 6 051 millions de mètres cubes, une augmentation prévue plus prononcée que dans le cas du charbon, du pétrole et de l'uranium. Les principaux autoproducteurs industriels, notamment ceux de l'Alberta et de l'Ontario, sont les plus gros consommateurs de gaz naturel destiné à la production d'électricité. Leur part de la consommation totale à cette fin serait ramenée de 84 pour 100 en 1987 à 63 pour 100 en 2005. Les services publics albertains d'envergure absorbent une bonne part du gaz naturel servant à la production d'électricité; à cet égard, on prévoit que leur part de la consommation totale serait relevée de 16 pour 100 à 37 pour 100 entre 1987 et 2005.

À mesure que le taux de pénétration de l'électronucléaire augmente au Canada, les besoins en uranium des centrales iront croissants et passeront de 1 306 tonnes en 1987 à 2068 tonnes en 1995; après quoi, la demande devrait se stabiliser autour de 1933 tonnes jusqu'en 2005.

PRÉVISIONS DES DÉPENSES EN CAPITAL

Le tableau 12.8 résume les dépenses en capital des principaux services publics dans chacun des territoires et provinces pour la période 1988-1997. Au cours des dix prochaines années, les principaux services publics du Canada devraient investir environ 95 milliards de dollars en équipements. Le Québec sera le plus grand investisseur avec 39 milliards de dollars, soit environ 41 pour 100 du total. Quant à l'Ontario, il devrait investir environ 29 milliards de dollars, soit à peu près 30 pour 100 du total canadien. La plupart de ces dépenses seront absorbées par la centrale nucléaire de Darlington.

Pour ce qui est des investissements prévus en capital, l'Alberta se place au troisième rang, avec 7 milliards de dollars, soit 7 pour 100 du total. Ces investissements seront surtout consacrés à des centrales alimentées au charbon. Le Manitoba devrait dépenser plus de 5 milliards de dollars en investissements, ce qui représente environ 6 pour 100 du total pour le Canada.

Les investissements en capital des services publics par fonction sont présentés au tableau 12.9. Les installations de production devraient représenter 49 pour 100 du total pour la période 1988-1997, celles de transport, 25 pour 100,

Tableau 12.8. Dépenses en capital des principaux services publics, 1987-1997

	1987*	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
	(en millions $ courants)										
Terre-Neuve	86	172	164	204	168	137	142	222	348	524	644
Île-du-Prince-Édouard	11	11	22	12	11	15	12	10	11	15	16
Nouvelle-Écosse	117	133	221	270	235	296	312	322	206	208	274
Nouveau-Brunswick	86	131	175	312	484	316	376	419	431	570	400
Québec	1 688	2 240	2 460	2 850	3 308	3 635	3 590	4 782	5 596	4 884	5 548
Ontario	2 638	2 900	2 700	2 500	2 300	2 200	2 500	2 900	3 700	3 600	3 200
Manitoba	319	459	453	439	405	282	290	394	523	881	1 105
Saskatchewan	134	210	341	327	348	220	248	352	410	334	350
Alberta	488	736	683	573	618	493	579	717	631	754	813
Colombie-Britannique	142	238	193	175	154	186	258	270	358	469	611
Yukon	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Territoires du Nord-Ouest	14	27	31	12	10	6	85	9	9	9	9
Canada	5 726	7 259	7 445	7 676	8 043	7 788	8 394	10 399	12 225	12 250	12 972

* *Données actuelles*

Sources : Services publics canadiens.

Tableau 12.9. Dépenses en capital par fonction, 1987-1997

	1987*	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
	(en millions $ courants)										
Production	2 644	3 270	3 252	3 515	3 665	3 673	4 031	5 227	6 358	6 723	6 715
Transport	1 140	1 876	2 116	1 985	2 048	1 841	1 882	2 602	3 179	2 622	3 186
Distribution	1 063	1 188	1 154	1 170	1 202	1 320	1 335	1 382	1 467	1 551	1 591
Autres	879	925	923	1 006	1 128	954	1 146	1 178	1 221	1 354	1 480
Total	5 726	7 259	7 445	7 676	8 043	7 788	8 394	10 399	12 225	12 250	12 972

* *Données actuelles*

Sources : Services publics canadiens.

celles de distribution, 14 pour 100 et les autres installations, 12 pour 100.

PRÉVISIONS DES EXPORTATIONS D'ÉLECTRICITÉ AUX ÉTATS-UNIS

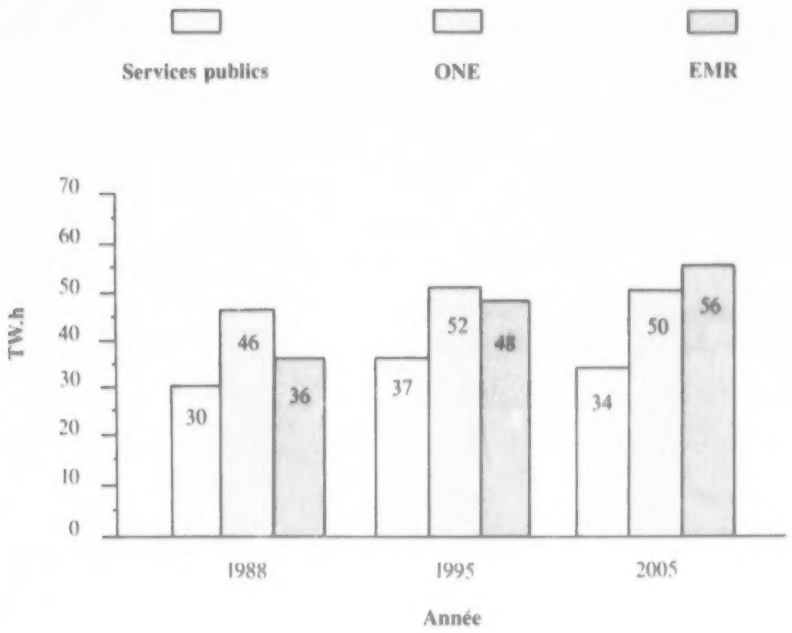
Entre le Canada et les États-Unis, il existe en quelque sorte une situation de libre-échange en fait de commerce de l'électricité : il y a peu d'intervention directe des gouvernements dans le processus de négociation de contrats, aucun tarif douanier n'est exigé et la réglementation est réduite à sa plus simple expression. Le tableau 12.10 présente les exportations prévues d'électricité aux États-Unis, par province, pour la période 1987-2005. Une comparaison des prévisions des exportations d'électricité est donnée à la figure 12.4.

Tableau 12.10. Exportations d'électricité aux États-Unis

	1987	1990	1995	2000	2005
			(GW.h)		
Nouveau-Brunswick	5 910	6 431	4 429	6 182	6 727
Québec	16 400	15 980	19 515	18 184	17 805
Ontario	7 194	6 016	9 500	8 500	8 000
Manitoba	3 314	2 238	3 460	4 862	1 255
Saskatchewan	55	88	88	88	88
Colombie-Britannique	12 486	327	327	327	327
Canada	45 359	30 992	37 319	38 143	34 202

Source : Services publics canadiens.

Figure 12.4. Comparaison des prévisions des exportations d'électricité



Des techniciens d'Ontario Hydro sondant à l'aide d'une pendule la structure du barrage du lac McConnell pour en vérifier l'intégrité. Au moyen de son programme de sécurité, Ontario Hydro surveille de près toute modification causée par les variations de température ou de débits, afin de s'assurer qu'elles se situent dans des normes acceptables.

13. Potentiel hydro-électrique au Canada

INTRODUCTION

Les origines de l'hydro-électricité au Canada remontent à 1882, année au cours de laquelle une centrale hydraulique est aménagée aux chutes de la Chaudière sur la rivière des Outaouais pour fournir de l'électricité destinée à éclairer une scierie.

Avec la création du premier service public d'électricité à Pembroke (Ontario) en 1884, les vastes ressources hydrauliques du Canada ont pris une importance nouvelle. Dès 1890, l'hydro-électricité (houille blanche) était distribuée dans bon nombre de villes du Québec et de l'Ontario.

Au tournant du siècle, des percées technologiques ont beaucoup facilité le développement de l'hydro-électricité. Le courant alternatif a remplacé le courant continu comme mode de transport de l'électricité. L'invention du régulateur de vitesse hydraulique a rendu possible la production en parallèle et l'exploitation de réseaux intégrés. Des avancées au chapitre des techniques de protection et de commande ont permis d'améliorer la fiabilité et la sécurité des réseaux. Enfin, l'invention du transformateur a signalé l'avènement du transport sur de longues distances.

En 1900, toutes les provinces, à l'exception de l'Île-du-Prince-Édouard et de la Saskatchewan, possédaient des centrales hydro-électriques, quoique de dimensions modestes. Seuls le Québec, l'Ontario et la Nouvelle-Écosse affichaient une capacité installée totale de plus de 10 MW. À cette époque, la capacité installée hydraulique du Canada s'élevait à 133 MW. Dès 1910, elle avait plus que quintuplé, pour atteindre 700 MW, reflétant la progression de l'électrification des centres urbains.

Entre 1910 et 1920, le gros de la capacité installée était aux mains d'exploitations minières et de sociétés de pâtes et papiers, mais on découvrait de nouvelles applications pour l'électricité, comme le dragage de l'or au Yukon et l'irrigation en Colombie-Britannique. En 1920, la capacité installée hydraulique du Canada avait presque atteint 2 000 MW. Quelques industries privées et municipalités optaient toujours pour l'autoproduction, mais l'idée de profiter d'économies d'échelle gagnait du terrain, ce qui a favorisé le développement de vastes réseaux de production et de distribution exploités à titre de service public.

Dès 1930, la capacité installée du Canada avait presque doublé et affichait 4 700 MW. La Crise économique des années 30 n'a pas beaucoup touché l'industrie de l'électricité, à l'encontre des autres secteurs. Il n'empêche qu'une conjoncture défavorable, de concert

Tableau 13.1. Puissance et énergie hydro-électriques, 1970-1987

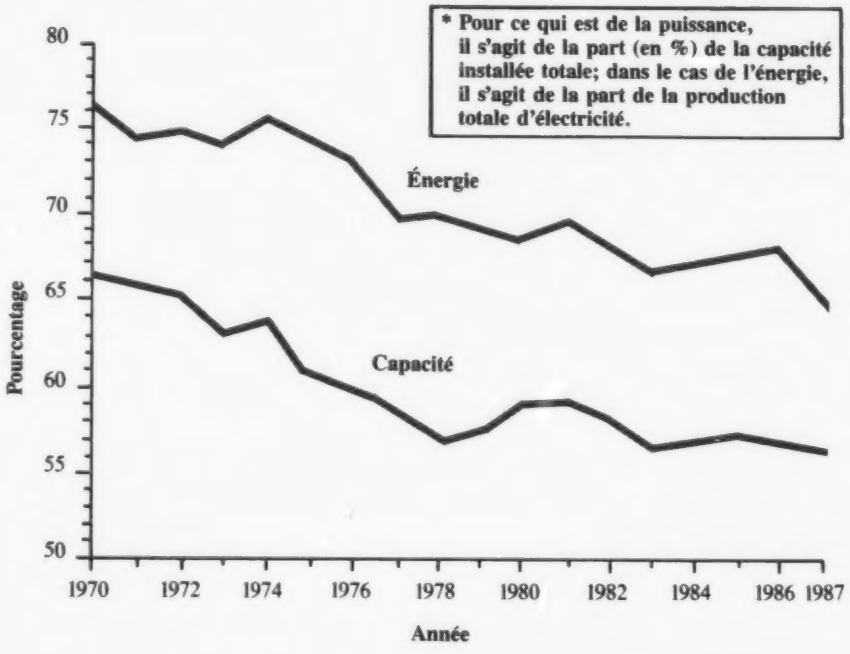
Année	Total MW	Hydro MW	% Hydro	Total GW.h	Hydro GW.h	% Hydro
1970	42 826	28 298	66,1	204 723	156 70›	76,5
1971	46 678	30 601	65,6	215 064	160 412	74,6
1972	49 948	32 517	65,1	237 408	177 892	74,9
1973	54 271	34 266	63,1	262 139	192 868	73,6
1974	57 480	36 779	64,0	279 038	210 227	75,3
1975	61 352	37 282	60,8	273 392	202 396	74,0
1976	65 993	39 488	59,8	293 367	213 049	72,6
1977	70 575	40 810	57,8	316 549	220 150	69,5
1978	73 918	41 898	56,7	335 654	234 034	69,7
1979	77 228	44 009	57,0	352 304	243 041	69,0
1980	81 599	47 770	58,5	367 306	251 217	68,4
1981	83 308	49 216	59,1	377 622	262 253	69,4
1982	85 511	50 007	58,5	375 449	255 136	68,0
1983	89 492	51 274	57,3	395 005	262 862	66,5
1984	95 189	54 949	57,7	424 608	283 138	66,7
1985	97 020	57 711	59,5	447 182	301 250	67,4
1986	99 809	57 711	57,8	455 795	307 593	67,5
1987	100 638	57 711	57,3	482 108	313 159	65,0

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada.

avec un recul de la demande, s'est traduite par un ralentissement du taux de croissance du parc électrique entre 1935 et 1939. Au début de la Seconde Guerre mondiale, la capacité installée du pays, toujours en progression, se chiffrait à près de 6 700 MW; l'industrie des pâtes et papiers absorbait à elle seule plus de 40 pour 100 de la production totale.

Dans l'après-guerre, une hausse soutenue continua de caractériser la demande d'électricité. En 1950, la capacité installée totale du pays était d'environ 9 800 MW, dont plus de 91 pour 100 était d'origine hydraulique. En 1970, elle avait bondi à près de 43 000 MW, mais la part de l'hydraulique avait chuté à 66,1 pour 100. En 1980, la capacité installée totale avait encore doublé et se chiffrait à 81 599 MW, et la part de l'hydraulique, toujours en recul, n'était plus que de 58,5 pour 100 et se maintient depuis lors autour de ce niveau. En 1987, le Canada affichait une capacité installée totale légèrement supérieure à 100 000 MW, et le taux de pénétration de l'hydraulique était de 57,3 pour 100 (voir le tableau 13.1 et la figure 13.1).

Figure 13.1. Part de l'hydraulique au regard de la puissance et de l'énergie totales*



POTENTIEL HYDRO-ÉLECTRIQUE

Au Canada, il reste à ce jour un potentiel hydraulique considérable à mettre en valeur. Une bonne partie des sites ne seront cependant jamais aménagés, en raison de leur éloignement des centres de consommation, d'un relief peu propice ou de considérations d'ordre environnemental. Il n'empêche que bon nombre de sites seront mis en valeur au cours des 20 ou 25 prochaines années. C'est au Québec, au Manitoba, en Colombie-Britannique et à Terre-Neuve que l'on retrouve les rivières possédant la plupart des emplacements propices. L'énergie marémotrice offre quelques perspectives en Nouvelle-Écosse, au Québec et en Colombie-Britannique.

Le potentiel hydro-électrique non encore aménagé se divise en trois catégories (voir le tableau 13.2). Le *potentiel brut* non aménagé comprend quelque 179 000 MW de puissance. Ainsi, compte tenu des centrales actuellement exploitées ou en chantier (près de 62 000 MW), on évalue à environ 241 000 MW l'ensemble des ressources hydro-électriques du Canada. Pour ce qui est du *potentiel aménageable*, on tient compte des sites dont la faisabilité technique de l'aménagement a été établie. En l'occurrence, il s'agit d'un potentiel d'environ 110 000 MW, mais bon nombre de sites ne seront vraisemblablement jamais aménagés, en raison d'une rentabilité douteuse ou de considérations environnementales prépondérantes. Enfin, le *potentiel envisagé* regroupe les emplacements susceptibles d'être aménagés dans l'avenir. Des 50 000 MW de potentiel envisagé, environ 20 000 MW proviendraient d'aménagements de basse chute (moins de 40 mètres).

On retrouve à l'annexe C les estimations relatives au potentiel pour chacune de ces catégories, de même que la liste de tous les emplacements et de leur facteur de charge. Toutes les provinces n'ont

Tableau 13.2. Puissance hydro-électrique au Canada, 1987

Province ou Territoire	Exploitée ou en chantier	Potentiel non aménagé		
		Brut	aménageable	envisagé
	(MW)			
Terre-Neuve	6 652	5 201	4 623	4 623
Île-du-Prince-Édouard	-	-	-	-
Nouvelle-Écosse	403	8499	8499	0
Nouveau-Brunswick	903	780	440	440
Québec	28 805	70 529	39 313	17 912
Ontario	7 807	12 387	4 238	2 911
Manitoba	4 921	8 190	5 090	5 090
Saskatchewan	830	2 189	935	935
Alberta	734	18 813	9 762	1 923
Colombie-Britannique	10 848	31 513	16 544	10 255
Yukon	82	11 699	10 938	3 088
Territoires du Nord-Ouest	50	9 224	9 196	2 446
Canada	62 035	179 024	109 578	49 623

Sources : Services publics canadiens et Énergie, Mines et Ressources Canada.

pas étudié en détail leur potentiel hydro-électrique non encore aménagé; de ce fait, les données de l'annexe C ne sont au mieux que des estimations préliminaires.

Le potentiel non aménagé est considérable en Colombie-Britannique, au Manitoba, au Québec et à Terre-Neuve, provinces où, à l'instar des deux territoires, des rivières peuvent encore être harnachées (voir le tableau 13.2). Le potentiel est plus modeste en Alberta et en Saskatchewan. La Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick et l'Ontario ont déjà mis en valeur la plupart de leur potentiel hydro-électrique. L'Île-du-Prince-Édouard est la seule province à être démunie, à toutes fins utiles, de ressources hydrauliques.

Quant à l'énergie marémotrice, les emplacements les plus prometteurs se trouvent dans la baie de Fundy : le bassin Minas (5 338 MW), le bassin Cumberland (1 428 MW) et la baie Shepody (1 643 MW). Le potentiel marémoteur de la baie de Fundy s'élève donc à 8 400 MW. Le bassin Cumberland est limitrophe au Nouveau-Brunswick et à la Nouvelle-Écosse; les deux autres emplacements se trouvent en Nouvelle-Écosse. On évalue à 26 000 MW le potentiel marémoteur de la baie d'Ungava, mais son éloignement des centres de consommation est tel que son aménagement n'est pas pour un avenir prévisible. En Colombie-Britannique, deux sites, l'inlet Observatory (662 MW) et l'inlet Sechelt (54 MW) présentent un potentiel conjugué de 716 MW. Rappelons que la seule usine marémotrice en Amérique du Nord se trouve à Annapolis (Nouvelle-Écosse) et affiche une capacité nominale de 20 MW.

Des chercheurs d'Ontario Hydro ont mis au point un "pulsar à poissons" destiné à éloigner les aloses des prises d'eau et à les guider vers des lieux de passage plus sûrs.

ANNEXE A

Tableau A1.	Capacité installée et consommation d'énergie électrique au Canada, 1920-1987	89
Tableau A2.	Capacité installée et projetée, 1987	90
Tableau A3.	Capacité thermique classique, par source principale	90
Tableau A4.	Production d'énergie électrique par source principale, 1987	91
Tableau A5.	Importations et exportations d'électricité effectuées par les provinces	92
Tableau A6.	Exportations d'électricité par service public, 1987	94
Tableau A7.	Capacité de production par source	96
Tableau A8.	Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale. Principales additions en 1987 et projets pour 1988-2013	101

Tableau A1. Capacité installée et consommation d'énergie électrique au Canada, 1920-1987

Année	Puissance installée					Consommation d'énergie électrique	Demande moyenne	Demande de pointe	Marge de réserve		Facteur de charge
	Thermique			Hydro-électrique	Total						
	Classique	Nucléaire	Total partiel								
	(MW)					(GW.h) (a)	(MW) (b)	(MW) (c)	(MW) (d)	(%)	(%) (e)
1920	300	-	300	1 700	2 000	-	-	-	-	-	-
1930	400	-	400	4 300	4 700	19 468	2 222	-	-	-	-
1940	500	-	500	6 200	6 700	33 062	3 774	-	-	-	-
1950	900	-	900	8 900	9 800	55 037	6 283	-	-	-	-
1955	2 100	-	2 100	12 600	14 700	81 000	9 247	12 536	2 164	17	74
1960	4 392	-	4 392	18 657	23 049	109 302	12 477	17 264	5 785	34	72
1965	7 557	20	7 577	21 771	29 348	144 165	16 457	24 167	5 181	21	68
1970	14 287	240	14 527	28 298	42 826	202 337	23 098	34 592	8 234	24	67
1975	21 404	2 666	24 070	37 282	61 352	265 955	30 360	46 187	15 165	33	66
1976	23 039	3 466	26 505	39 488	65 993	284 829	32 515	49 527	16 456	33	66
1977	24 699	5 066	29 765	40 810	70 575	299 673	34 209	52 001	18 574	36	66
1978	26 154	5 866	32 020	41 898	73 918	316 435	36 123	54 106	19 812	37	67
1979	27 353	5 866	33 219	44 009	77 228	323 465	36 925	55 699	21 529	39	66
1980	27 853	5 866	33 719	47 919	81 638	340 069	38 821	59 170	22 464	38	66
1981	28 493	5 600	34 093	49 216	83 308	346 333	39 536	59 237	24 071	41	67
1982	28 957	6 547	35 504	50 007	85 511	345 115	39 397	62 417	23 094	37	63
1983	30 447	7 771	38 218	51 274	89 492	359 838	41 077	66 866	22 626	34	61
1984r	30 427	9 813	40 240	54 949	95 189	385 516	44 009	65 798	29 391	45	67
1985r	30 885	9 813	40 698	56 048	96 746	406 038	46 351	71 309	25 437	34	65
1986r	30 980	11 098	42 078	57 731	99 809	421 817	48 153	70 314	29 495	42	68
1987p	31 084	11 928	43 012	57 731	100 743	438 152	50 017	74 302	26 441	36	67

(a) 1920-1955 : Données approximatives calculées en utilisant les données réelles de Statistique Canada pour les centrales qui produisent de l'énergie destinée à la vente, auxquelles ont été ajoutées les estimations relatives aux centrales produisant exclusivement pour les besoins du propriétaire. Perspectives de l'énergie au Canada, *(Commission royale d'enquête sur les perspectives économiques du Canada) John Davis, 1957. 1956-1981, Statistique Canada, publication 57-202.*

(b) Demande moyenne = consommation d'énergie ÷ 8 760 (heures/an)

(c) Statistique Canada, publication 57-204

(d) Marge de réserve $= \frac{(\text{puissance installée} \div \text{demande de pointe})}{\text{demande de pointe}}$

(e) Facteur de charge = demande moyenne ÷ demande de pointe

p = données préliminaires r = données révisées

Source : Statistique Canada,
Énergie, Mines et Ressources Canada.

Tableau A2. Capacité installée et projetée, 1987

	Hydraulique	Nucléaire	Thermique classique*	Total	% du total canadien
	(MW)				
Terre-Neuve	6 644	0	758	7 402	7,36
Île-du-Prince-Édouard	0	0	122	122	0,12
Nouvelle-Écosse	386	0	1 960	2 346	2,33
Nouveau-Brunswick	903	680	1 907	3 490	3,47
Québec	25 849	685	1 110	27 644	27,47
Ontario	7 764	10 563	13 796	32 123	31,92
Manitoba	3 641	0	496	4 137	4,11
Saskatchewan	830	0	2 118	2 948	2,93
Alberta	734	0	6 871	7 605	7,56
Colombie-Britannique	10 848	0	1 660	12 508	12,43
Yukon	82	0	41	123	0,12
Territoires du Nord-Ouest	50	0	140	190	0,19
Total canadien au 31 décembre 1987	57 731	11 928	30 979	100 638	100,00
Pourcentage de la capacité totale	57,37	11,85	30,78	100,00	
Augmentations nettes en 1987	0	830	4	834	
Augmentations prévues en 1988	8	0	137	145	

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada.

Tableau A3. Capacité thermique classique, par source principale.* (MW)

	Vapeur					Turbine à gaz			Combustion interne			Toutes sources thermiques classiques				
	Charbon	Mazout	Gaz	Autres	Total	Mazout	Gaz	Total	Mazout	Gaz	Total	Charbon	Mazout	Gaz	Autres**	Total
T.-N.	0	505	0	0	505	170	0	170	83	0	83	0	758	0	0	758
Î.-P.-É.	0	70	0	0	70	41	0	41	11	0	11	0	122	0	0	122
N.-É.	954	800	0	0	1 754	205	0	205	1	0	1	954	1 006	0	0	1 960
N.-B.	285	1 561	0	22	1 868	23	0	23	16	0	16	285	1 600	0	22	1 907
Qc	0	628	0	10	638	363	0	363	109	0	109	0	1 100	0	10	1 110
Ont.	9 511	2 200	1 362	90	13 163	469	155	624	4	6	10	9 511	2 673	1 523	90	13 797
Man.	419	0	4	23	446	24	0	24	26	0	26	419	50	4	23	496
Sask.	1 772	0	141	43	1 956	0	155	155	7	0	7	1 772	7	296	43	2 118
Alb.	4 479	65	1 648	107	6 299	0	524	524	15	33	48	4 479	80	2 205	107	6 871
C.-B.	0	126	1 038	247	1 411	100	54	154	78	17	95	0	304	1 109	247	1 660
Yukon	0	0	0	0	0	0	0	0	41	0	41	0	41	0	0	41
T. N.-O.	0	0	0	0	0	0	20	20	120	0	120	0	120	20	0	140
Canada	17 420	5 955	4 193	542	28 110	1 395	908	2 303	511	56	567	17 420	7 861	5 157	542	30 980

* *Données préliminaires au 31 décembre 1987.*

** *Essentiellement des déchets de bois et du goudron de bois.*

Les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des éléments en raison de l'arrondissement des chiffres.

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada.

Tableau A4. Production d'énergie électrique par source principale, 1987

	Thermiques classiques*								% produit par	
	Charbon	Mazout	Gaz	Total	Nucléaire	Hydraulique	Total	% de la production totale	services publics d'électricité	% produit par installations industrielles
	(GW.h)									
Terre-Neuve	0	2 317	0	2 317	0	37 773	40 090	8,32	99,03	0,97
Î.-P.-É.	108	56	0	164	0	0	164	0,03	34,15	65,85
N.-É.	5 436	1 539	0	6 975	0	774	7 749	1,61	95,48	4,52
N.-B.	1 452	3 710	0	5 162	5 112	2 219	12 493	2,59	95,27	4,73
Québec	0	182	0	182	4 660	152 110	156 952	32,56	89,52	10,48
Ontario	32 291	47	1 524	33 862	63 116	34 604	131 582	27,29	97,23	2,77
Manitoba	577	7	7	591	0	19 311	19 902	4,13	99,74	0,26
Saskatchewan	8 931	12	309	9 252	0	3 188	12 440	2,58	97,12	2,88
Alberta	30 514	130	4 676	35 320	0	1 450	36 770	7,63	90,87	9,13
C.-B.	961	470	579	2 010	0	61 057	63 067	13,08	81,54	18,46
Yukon	0	23	0	23	0	409	432	0,09	100,00	0,00
T. N.-O.	0	173	0	173	0	294	467	0,10	94,22	5,78
Canada	80 270	8 666	7 095	96 031	72 888	313 189	482 108	100,00	89,51	10,49

* *Ventilation fondée sur des données estimatives.*

Sources : Statistique Canada.
Énergie, Mines et Ressources Canada.

Tableau A5. Importations et exportations d'électricité effectuées par les provinces (GW.h)

Province	Année	Commerce interprovincial			Commerce international*			Total des exportations nettes
		Exportations	Importations	Exportations nettes	Exportations	Importations	Exportations nettes	
Terre-Neuve	1987	30 393	-	30 393	-	-	-	30 393
	1986	30 695	-	30 695	-	-	-	30 695
	1985	31 837	-	31 837	-	-	-	31 837
	1984	36 043	-	36 043	-	-	-	36 043
	1983	31 234	-	31 234	-	-	-	31 234
Î.-P.-É.	1987	-	483	-483	-	-	-	-483
	1986	-	610	-610	-	-	-	-610
	1985	-	575	-575	-	-	-	-575
	1984	-	539	-539	-	-	-	-539
	1983	-	519	-519	-	-	-	-519
Nouvelle-Écosse	1987	82	659	-577	-	-	-	-577
	1986	71	611	-540	-	-	-	-540
	1985	199	350	-151	-	-	-	-151
	1984	282	301	-19	-	-	-	-19
	1983	121	723	-602	-	-	-	-602
Nouveau-Brunswick	1987	1 164	6 922	-5 758	6 141	266	5 875	117
	1986	1 230	7 275	-6 045	7 008	424	6 584	539
	1985	927	6 026	-5 099	6 093	12	6 081	982
	1984	841	4 588	-3 747	5 657	17	5 640	1 893
	1983	1 245	4 112	-2 867	5 265	24	5 241	2 374
Québec	1987	12 782	30 427	-17 645	16 401	-	16 401	-1 244
	1986	14 496	30 712	-16 216	12 674	35	12 639	-3 577
	1985	14 491	31 878	-17 387	9 581	3	9 578	-7 809
	1984	11 668	36 105	-24 437	11 250	8	11 242	-13 195
	1983	9 371	31 290	-21 919	10 128	8	10 120	-11 799
Ontario	1987	16	6 992	-6 976	8 497	2 113	6 384	-592
	1986	22	8 027	-8 005	7 957	1 693	6 264	-1 441
	1985	44	9 632	-9 588	10 563	1 701	8 862	-726
	1984	64	8 302	-8 238	11 370	913	10 457	2 219
	1983	59	6 336	-6 277	12 207	369	11 838	5 561
Manitoba	1987	2 311	1 220	1 091	3 461	512	2 949	4 040
	1986	1 946	1 087	859	6 989	12	6 977	7 836
	1985	2 524	1 238	1 286	5 660	45	5 615	6 901
	1984	2 565	1 301	1 264	5 057	43	5 014	6 278
	1983	2 555	1 213	1 342	5 994	19	5 975	7 317

. . . / 2

Tableau A5. Importations et exportations d'électricité effectuées par les provinces (GW.h) (suite)

Province	Année	Commerce interprovincial			Commerce international*			Total des exportations nettes
		Exportations	Importations	Exportations nettes	Exportations	Importations	Exportations nettes	
Saskatchewan	1987	1 222	1 262	-40	113	84	29	-11
	1986	1 076	1 210	-134	151	64	87	-47
	1985	1 236	1 556	-320	163	93	70	-250
	1984	1 302	1 625	-323	86	66	20	-303
	1983	1 210	1 601	-391	81	84	-3	-394
Alberta	1987	710	526	184	-	2	-2	182
	1986	617	555	62	-	3	-3	59
	1985	243	278	-35	-	2	-2	-37
	1984	262	302	-40	-	2	-2	-42
	1983	198	346	-148	-	2	-2	-150
Colombie-Britannique	1987	521	710	-189	12 815	493	12 322	12 133
	1986	553	617	-64	4 156	2 727	1 429	1 365
	1985	275	243	32	10 956	837	10 119	10 151
	1984	298	262	36	8 015	1 294	6 721	6 757
	1983	341	196	145	4 633	2 251	2 382	2 527
Yukon	1987	-	-	-	-	-	-	-
	1986	-	-	-	-	-	-	-
	1985	-	-	-	-	-	-	-
	1984	-	-	-	-	-	-	-
	1983	-	-	-	-	-	-	-
T. N.-O.	1987	-	-	-	-	-	-	-
	1986	-	-	-	-	-	-	-
	1985	-	-	-	-	-	-	-
	1984	-	-	-	-	-	-	-
	1983	-	-	-	-	-	-	-
Canada	1987	-	-	-	47 428	3 470	43 958	43 958
	1986	-	-	-	38 934	4 957	33 977	33 977
	1985	-	-	-	43 016	2 693	40 323	40 323
	1984	-	-	-	41 436	2 343	39 093	39 093
	1983	-	-	-	38 308	2 757	35 551	35 551

* *Comprend les échanges.*

Source : Statistique Canada.

Tableau A6. Exportations d'électricité par service public, 1987

Société exportatrice	Groupe/État importateur	Recettes (milliers $)	Quantité (GW.h)
Fraser Inc.	Maine	16 484	378
Maine & New Brunswick Electrical Power Co. Ltd.	Maine	1 354	72
Énergie N.-B.	Maine	139 764	3 646
Énergie N.-B.	Massachusetts	120 431	1 813
Hydro-Québec	Maine	47	1
Hydro-Québec	Vermont	70 648	1 914
Hydro-Québec	NEPOOL	136 241	4 773
Hydro-Québec	New York	238 410	9 712
St. Lawrence Power Co.	New York	6 742	282
Ontario Hydro	Vermont	10 401	264
Ontario Hydro	New York	158 079	5 420
Ontario Hydro	Michigan	22 459	807
Ontario Hydro	Minnesota	113	3
Canadian Niagara Power Co.	New York	14 774	418
Boise Cascade Canada Ltd.	Minnesota	5	N
Hydro-Manitoba	Minnesota	51 083	2 561
Hydro-Manitoba	Dakota du Nord	14 342	753
SaskPower	Dakota du Nord	168	55
Cominco Ltd.	Washington	2 370	152
Cominco Ltd.	Oregon	3 024	176
Cominco Ltd.	Idaho	67	4
Cominco Ltd.	Montana	339	24
Cominco Ltd.	Californie	8 886	484
Cominco Ltd.	Nevada	111	7
Cominco Ltd.	Utah	22	2

.... / 2

Tableau A6. Exportations d'électricité par service public, 1987 (suite)

Société exportatrice	Groupe/État importateur	Recettes (milliers $)	Quantité (GW.h)
West Kootenay Power	Washington	1	N
B.C. Hydro	Washington	27 924	1 530
B.C. Hydro	Oregon	62 638	4 481
B.C. Hydro	Idaho	614	37
B.C. Hydro	Montana	67	4
B.C. Hydro	Californie	99 631	5 537
B.C. Hydro	Nevada	166	12
B.C. Hydro	Utah	498	35
B.C. Hydro	Alaska	64	N

N = négligeable

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada.

Tableau A7. Capacité de production par source (MW)

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total thermique	Hydraulique	Total
TERRE-NEUVE							
Total à la fin de 1986	504,60	170,39	82,81	0,00	757,80	6 643,80	7 401,60
Additions en 1987	-	-	-	-	0,00	-	0,00
Total à la fin de 1987	504,60	170,39	82,81	0,00	757,80	6 643,80	7 401,60
Additions projetées							
1988	25,00	-	-	-	25,00	8,00	33,00
1989	25,00	-	-	-	25,00	-	25,00
1990	-	108,00	-	-	108,00	-	108,00
1991	-	-	-	-	0,00	30,00	30,00
1992	-	54,00	-	-	54,00	-	54,00
2003	-	54,00	-	-	54,00	-	54,00
2004	-	54,00	-	-	54,00	-	54,00
Total à la fin de 2004	554,60	440,39	82,81	0,00	1 077,80	6 681,80	7 759,60
ÎLE-DU-PRINCE-ÉDOUARD							
Total à la fin de 1986	70,50	40,85	11,14	0,00	122,49	0,00	122,49
Additions en 1987	-	-	-	-	0,00	-	0,00
Total à la fin de 1987	70,50	40,85	11,14	0,00	122,49	0,00	122,49
NOUVELLE-ÉCOSSE							
Total à la fin de 1986	1 753,79	205,00	0,60	0,00	1 959,39	386,36	2 345,75
Additions en 1987	-	-	-	-	0,00	-	0,00
Total à la fin de 1987	1 753,79	205,00	0,60	0,00	1 959,39	386,36	2 345,75
Additions projetées							
1991	150,00	-	-	-	150,00	-	150,00
1993	150,00	-	-	-	150,00	-	150,00
1994	300,00	-	-	-	300,00	-	300,00
1995	150,00	-	-	-	150,00	-	150,00
1998	300,00	-	-	-	300,00	-	300,00
2001	150,00	-	-	-	150,00	-	150,00
2003	300,00	-	-	-	300,00	-	300,00
Total à la fin de 2003	3 253,79	205,00	0,60	0,00	3 459,39	386,36	3 845,75
NOUVEAU-BRUNSWICK							
Total à la fin de 1986	1 868,08	23,38	16,34	680,00	2 587,80	903,03	3 490,83
Additions en 1987	-	-	-	-	0,00	-	0,00
Total à la fin de 1987	1 868,08	23,38	16,34	680,00	2 587,80	903,03	3 490,83
Additions projetées							
1993	400,00	-	-	-	400,00	-	400,00
1995	200,00	-	-	-	200,00	-	200,00
1998	400,00	-	-	-	400,00	-	400,00
Total à la fin de 1998	2 868,08	23,38	16,34	680,00	3 587,80	903,03	4 490,83

.../2

Tableau A7. Capacité de production par source (MW) (suite)

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total thermique	Hydraulique	Total
QUÉBEC							
Total à la fin de 1986	371,35	362,88	109,18	685,00	1 528,41	25 848,91	27 377,32
Additions en 1987	-	-	-	-	0,00	-	0,00
Total à la fin de 1987	371,35	362,88	109,18	685,00	1 528,41	25 848,91	27 377,32
Additions projetées							
1989	-	-	-	-	0,00	1 056,00	1 056,00
1990	-	-	-	-	0,00	-	0,00
1991	-	-	-	-	0,00	-	0,00
1992	-	-	-	-	0,00	950,00	950,00
1993	-	-	-	-	0,00	950,00	950,00
1994	-	-	-	-	0,00	-	0,00
1995	-	-	-	-	0,00	1 431,00	1 431,00
1996	-	-	-	-	0,00	1 033,00	1 033,00
1997	-	-	-	-	0,00	500,00	500,00
1998	-	-	-	-	0,00	822,00	822,00
1999	-	-	-	-	0,00	1 187,00	1 187,00
2000	-	-	-	-	0,00	791,00	791,00
2001	-	-	-	-	0,00	913,00	913,00
2002	-	-	-	-	0,00	219,00	219,00
2003	-	-	-	-	0,00	601,00	601,00
2004	-	-	-	-	0,00	775,00	775,00
2005	-	372,00	-	-	372,00	249,00	621,00
2006	-	-	-	-	0,00	621,00	621,00
Total à la fin de 2006	371,35	734,88	109,18	685,00	1 900,41	37 946,91	37 850,32
ONTARIO							
Total à la fin de 1986	13 162,49	623,57	9,52	9 733,00	23 528,58	7 763,60	31 292,18
Additions en 1987	-	-	-	830,00	830,00	-	830,00
Total à la fin de 1987	13 162,49	623,57	9,52	10 563,00	24 358,58	7 763,60	32 122,18
Additions projetées							
1988	-	104,00	-	-	104,00	-	104,00
1989	-	-	-	1 762,00	1 762,00	43,00	1 805,00
1990	-	-	-	-	0,00	-	0,00
1991	-	-	-	881,00	881,00	-	881,00
1992	-	-	-	881,00	881,00	-	881,00
Total à la fin de 1992	13 162,49	727,57	9,52	14 087,00	27 986,58	7 806,60	35 793,18

Tableau A7. Capacité de production par source (MW) (suite)

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total thermique	Hydraulique	Total
MANITOBA							
Total à la fin de 1986	445,80	23,80	26,44	-	496,04	3 641,10	4 137,14
Additions en 1987	-	-	-	-	0,00	-	0,00
Total à la fin de 1987	445,80	23,80	26,44	0,00	496,04	3 641,10	4 137,14
Additions projetées							
1990	-	-	-	-	0,00	256,00	256,00
1991	-	-	-	-	0,00	640,00	640,00
1992	-	-	-	-	0,00	384,00	384,00
1999	-	-	-	-	0,00	260,00	260,00
2000	-	-	-	-	0,00	390,00	390,00
2001	-	-	-	-	0,00	650,00	650,00
2012	-	-	-	-	0,00	87,50	87,50
2013	-	-	-	-	0,00	262,50	262,50
Total à la fin de 2013	445,80	23,80	26,44	0,00	496,04	6 571,10	7 067,14
SASKATCHEWAN							
Total à la fin de 1986	1 956,76	154,92	6,60	0,00	2 118,28	830,00	2 948,28
Additions en 1987	-	-	-	-	0,00	-	0,00
Total à la fin de 1987	1 956,76	154,92	6,60	0,00	2 118,28	830,00	2 948,28
Additions projetées							
1990	-	100,00	-	-	100,00	-	100,00
1991	-	50,00	-	-	50,00	-	50,00
1992	-	50,00	-	-	50,00	-	50,00
Total à la fin de 1992	1 956,76	354,92	6,60	0,00	2 318,28	830,00	3 148,28
ALBERTA							
Total à la fin de 1986	6 298,22	524,10	48,28	0,00	6 870,60	733,70	7 604,30
Additions en 1987	-	-	-	-	0,00	-	0,00
Total à la fin de 1987	6 298,22	524,10	48,28	0,00	6 870,60	733,70	7 604,30
Additions projetées							
1989	400,00	-	-	-	400,00	-	400,00
1991	400,00	-	-	-	400,00	-	400,00
1994	-	200,00	-	-	200,00	-	200,00
1995	375,00	-	-	-	375,00	-	375,00
1996	375,00	100,00	-	-	475,00	-	475,00
1997	375,00	-	-	-	375,00	-	375,00
1998	-	400,00	-	-	400,00	-	400,00
1999	375,00	100,00	-	-	475,00	-	475,00
2000	375,00	300,00	-	-	675,00	-	675,00
2001	375,00	-	-	-	375,00	-	375,00
2003	750,00	100,00	-	-	850,00	-	850,00
2004	375,00	-	-	-	375,00	-	375,00
Total à la fin de 2004	10 473,22	1 724,10	48,28	0,00	12 245,60	733,70	12 979,30

... / 4

Tableau A7. Capacité de production par source (MW) (suite)

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total thermique	Hydraulique	Total
COLOMBIE-BRITANNIQUE							
Total à la fin de 1986	1 411,42	153,70	92,25	0,00	1 660,37	10 847,87	12 508,24
Additions en 1987	-	-	-	-	0,00	-	0,00
Total à la fin de 1987	1 411,42	153,70	92,25	0,00	1 660,37	10 847,87	12 508,24
Additions projetées							
2000	-	-	-	-	0,00	300,00	300,00
2001	-	-	-	-	0,00	760,00	760,00
2002	-	-	-	-	0,00	80,00	80,00
2003	-	-	-	-	0,00	-	0,00
2004	-	-	-	-	0,00	110,00	110,00
2005	500,00	-	-	-	500,00	110,00	610,00
2006	500,00	-	-	-	500,00	55,00	555,00
2007	500,00	-	-	-	500,00	-	500,00
2008	500,00	-	-	-	500,00	-	500,00
Total à la fin de 2008	3 411,42	153,70	95,25	0,00	3 660,37	12 262,87	15 923,24
YUKON et T. N.-O.							
Total à la fin de 1986	0,00	19,50	161,41	0,00	180,91	131,70	312,61
Additions en 1987	-	-	4,10	-	4,10	-	4,10
Total à la fin de 1987	0,00	19,50	165,51	0,00	185,01	131,70	316,71
Additions projetées							
1988	-	-	8,20	-	8,20	-	8,20
1989	-	-	1,60	-	1,60	-	1,60
1990	-	-	1,70	-	1,70	-	1,70
1991	-	-	1,70	-	1,70	-	1,70
1992	-	-	2,40	-	2,40	-	2,40
1993	-	-	1,20	-	1,20	-	1,20
1994	-	-	0,50	-	0,50	-	0,50
Total à la fin de 1994	0,00	19,50	182,81	0,00	202,31	131,70	334,01

Tableau A7. Capacité de production par source (MW) (suite)

	Vapeur	Turbine à gaz	Combustion interne	Nucléaire	Total thermique	Hydraulique	Total
CANADA							
Total à la fin de 1986	27 843,01	2 302,09	567,57	11 098,00	41 810,67	57 730,07	100 298,54
Additions en 1987	-	-	4,10	830,00	834,10	-	834,10
Total à la fin de 1987	27 843,01	2 302,09	571,67	11 928,00	42 644,77	57 730,07	101 132,64
Additions projetées							
1988	25,00	104,00	8,20	-	137,20	8,00	145,20
1989	425,00	-	1,60	1 762,00	2 188,60	1 099,00	3 287,60
1990	-	208,00	1,70	-	209,70	256,00	465,70
1991	550,00	50,00	1,70	881,00	1 482,70	670,00	2 152,70
1992	-	104,00	2,40	881,00	987,40	1 334,00	2 321,40
1993	550,00	-	1,20	-	551,20	950,00	1 501,20
1994	300,00	200,00	0,50	-	500,50	-	500,50
1995	725,00	-	-	-	725,00	1 431,00	2 156,00
1996	375,00	100,00	-	-	475,00	1 033,00	1 508,00
1997	375,00	-	-	-	375,00	500,00	875,00
1998	700,00	400,00	-	-	1 100,00	822,00	1 922,00
1999	375,00	100,00	-	-	475,00	1 447,00	1 922,00
2000	375,00	300,00	-	-	675,00	1 481,00	2 156,00
2001	525,00	-	-	-	525,00	2 323,00	2 848,00
2002	-	-	-	-	0,00	299,00	299,00
2003	1 050,00	154,00	-	-	1 204,00	601,00	1 805,00
2004	375,00	54,00	-	-	429,00	885,00	1 314,00
2005	500,00	372,00	-	-	872,00	359,00	1 231,00
2006	500,00	-	-	-	500,00	676,00	1 176,00
2007	500,00	-	-	-	500,00	-500,00	
2008	500,00	-	-	-	500,00	-500,00	
2012	-	-	-	-	0,00	87,50	87,50
2013	-	-	-	-	0,00	262,50	262,50
Total à la fin de 2013	36 568,01	4 448,09	588,97	15 452,00	57 057,07	74 254,07	131 311,14

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada.

Tableau A8. Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale. Principales additions en 1987 et projets pour 1988-2013

Province et centrale	Type*	Augmentations en 1987	Année	Augmentations projetées	État*	Puissance nominale de la centrale
		(MW)		(MW)		(MW)
TERRE-NEUVE						
Holyrood[1]	V(m)		1988	25	P	
			1989	25	P	500
Paradise River	H		1988	8	C	8
Stephenville	TG(m)		1990	54	P	108
Hardwoods	TG(m)		1990	54	P	108
Island Pond	H		1991	30	C	30
Indéterminé	TG(m)		1992	54	P	
			2003	54	P	
			2004	54	P	
NOUVELLE-ÉCOSSE						
Nouvelle unité "A"	V(c)		1993	150	C	
			1995	150	P	
			2001	150	P	450
Nouvelle unité "B"	V(c)		1994	300	P	
			1998	300	P	
			2003	300	P	900
Trenton	V(c)		1991	150	C	360
NOUVEAU-BRUNSWICK						
Nouvelle unité	V(c)		1993	400	P	
			1998	400	P	800
Grand Lake	V(c)		1995	200	P	285

[1] *Réévaluation des groupes existants.*

. . . / 2

Tableau A8. Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale. Principales additions en 1987 et projets pour 1988-2013 (suite)

Province et centrale	Type*	Augmentations en 1987	Année	Augmentations projetées	État*	Puissance nominale de la centrale
		(MW)		(MW)		(MW)
QUÉBEC						
La Forge-1	H		1995	5 × 130	P	
			1995	133	P	783
La Forge-2	H		2003	3 × 90	P	270
Manic-3A	H		1997	2 × 250	P	500
Manic-5A	H		1989	4 × 264	C	1 056
Brisay	H		1996	193	P	
			1996	192	P	385
LG-1	H		1995	6 × 108	P	
			1996	6 × 108	P	1 296
LG-2A	H		1992	2 × 317	P	
			1992	316	P	
			1993	2 × 317	P	
			1993	316	P	1 900
Ste-Marguerite	H		1998	2 × 411	P	822
Grande Baleine-1	H		1999	2 × 396	P	
			1999	395	P	
			2000	396	P	
			2000	395	P	1 978
Grande Baleine-2	H		2001	154	P	
			2001	2 × 153	P	460
Grande Baleine-3	H		2001	3 × 151	P	453
Ashuapmushuan-3	H		2003	111	P	
			2003	2 × 110	P	331
Ashuapmushuan-4	H		2002	109	P	
			2002	110	P	219
Eastmain-1	H		2004	3 × 170	P	510
Quenonisca	H		2004	5 × 53	P	265
Broadback-8	H		2005	124	P	
			2005	125	P	
			2006	4 × 124	P	
			2006	125	P	870
Groupes de pointe futurs	TG(d)		2005	372	P	372
ONTARIO						
Bruce B	N	830		I		3 320
Darlington	N		1989	2 × 881	C	
			1991	881	C	
			1992	881	C	
	TG		1988	4 × 26	C	3 628
Magpie	H		1989	4 × 7,5	P	
			1989	2 × 6,5	P	43

. . . / 3

Tableau A8. Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale. Principales additions en 1987 et projets pour 1988-2013 (suite)

Province et centrale	Type*	Augmentations en 1987	Année	Augmentations projetées	État*	Puissance nominale de la centrale
		(MW)		(MW)		(MW)
MANITOBA						
Limestone	H		1990	2 × 128	C	
			1991	5 × 128	C	
			1992	3 × 128	C	1 280
Conawapa	H		1999	2 × 130	P	
			2000	3 × 130	P	
			2001	5 × 130	P	1 300
Wuskwatim	H		2012	87,5	P	
			2013	3 × 87,5	P	350
SASKATCHEWAN						
Shand	V(c)		1992	300	C	300
Groupes de pointe futurs 1	TG(g)		1990	50	P	50
Groupes de pointe futurs 2	TG(g)		1990	50	P	50
Groupes de pointe futurs 3	TG(g)		1991	50	P	50
ALBERTA						
Genesee	V(c)		1989	400	C	
			1991	400	C	800
Sheerness	V(c)		1990	380	C	760
Nouvelle unité	V(c)		1995	375	P	
			1996	375	P	
			1997	375	P	
			1999	375	P	
			2000	375	P	
			2001	375	P	
			2003	2 × 375	P	
			2004	375	P	3 375
Gaz, groupe de pointe	TG		1994	2 × 100	P	
			1996	100	P	
			1998	4 × 100	P	
			1999	100	P	
			2000	3 × 100	P	
			2003	100	P	1 200

. . . / 4

Tableau A8. Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale. Principales additions en 1987 et projets pour 1988-2013 (suite)

Province et centrale	Type*	Augmentations en 1987	Année	Augmentations projetées	État*	Puissance nominale de la centrale
		(MW)		(MW)		(MW)
COLOMBIE-BRITANNIQUE						
Keenleyside	H		2001	2 × 80	P	
			2002	80	P	240
Peace Site C	H		2000	2 × 150	P	
			2001	4 × 150	P	900
Murphy Creek	H		2004	2 × 55	P	
	H		2005	2 × 55	P	
			2006	55	P	275
Hat Creek	V(c)		2005	500	P	
			2006	500	P	
			2007	500	P	
			2008	500	P	2 000
YUKON						
Dawson	CI	1				3,4
TERRITOIRES DU NORD-OUEST						
Divers	CI	3,1				
			1988	8,2	P	
			1989	1,6	P	
			1990	1,7	P	
			1991	1,7	P	
			1992	2,4	P	
			1993	1,2	P	
			1994	0,5	P	

* **Légende**

H	*Hydraulique*	*CI*	*Combustion interne*
V(c)	*Vapeur (charbon)*	*TG*	*Turbine à gaz*
V(m)	*Vapeur (mazout)*	*I*	*Installée*
N	*Nucléaire*	*C*	*En chantier*
P	*Projetée*		
TG(m)	*Turbine à gaz (mazout)*		
TG(g)	*Turbine à gaz (gaz naturel)*		
(TG(d)	*Turbine à gaz (diesel)*		

Source : Énergie, Mines et Ressources Canada.

ANNEXE B

B1.	Chronologie de réalisations et d'événements dans le domaine de l'énergie électrique au Canada.	106
B2.	Chronologie des interconnexions régionales.	109

B1. Chronologie de réalisations et d'événements dans le domaine de l'énergie électrique au Canada.

1846 Création de la Toronto, Hamilton, Niagara and St. Catharines Electro-Magnetic Telegraph Company.

1847 Création de la Montreal Telegraph Company avec les lignes reliant Québec à Toronto.

1858 Transmission d'un message de la reine Victoria au président des États-Unis, M. Buchanan, par le premier câble transatlantique reliant Valentia (Irlande) et White Sands (Terre-Neuve).

1873 À Winnipeg, de la lumière à arc sert à illuminer la façade de Davis House.

1876 Alexander Graham Bell effectue le premier appel téléphonique interurbain de Paris (Ontario) à Brantford (Ontario), soit une distance totale de 218 km; l'énergie provenait de piles situées à Toronto.

1878 Robert McMicking commence à expérimenter l'éclairage électrique de rues à Victoria.

1878 Création à Montréal de l'American Electric and Illuminating Company, première société canadienne d'éclairage électrique.

1879 Lancement de la British Columbia Electric Railway.

1879 Démonstration de l'utilisation de la lumière électrique dans le restaurant de McConkey à Toronto.

1881 Construction à Toronto du premier générateur électrique par J.J. White. T. Eaton en est le premier client.

1881 Ahearn & Soper d'Ottawa introduit la lumière électrique dans l'industrie.

1882 Construction sur les chutes de la Chaudière, sur la rivière des Outaouais, de l'une des premières centrales hydro-électriques en Amérique du Nord.

1882 Création, par F. Nicholls, de la Toronto Electric Supply Company (précurseur de la Canadian General Electric).

1883 Lancement à la Canadian Cottons de Cornwall (Ontario) de la première usine d'éclairage électrique au Canada, par Thomas Edison.

1883 Construction par J.J. Wright du premier chemin de fer électrique de Toronto.

1883 Installation à Hamilton (Ontario) des premiers éclairages publics au Canada.

1884 Création à Pembroke (Ontario) par R.B. McAllister du premier service public d'électricité au Canada.

1884 Installation à Montréal et à Toronto de systèmes d'éclairage électrique public.

1885 Mise en service à Toronto du premier tramway électrique canadien.

1885 Production d'électricité par la St. John's Electric Light Company pour l'éclairage public et commercial.

1886 Création de la Victoria Electric Lighting Company (qui deviendra la B.C. Electric puis la B.C. Hydro).

1887 Construction d'une usine hydro-électrique à Twelve Mile Creek, près de Welland (Ontario).

1889 Alimentation à l'électricité d'une scierie de Calgary; éclairage électrique à Calgary, Brandon et Winnipeg.

1890 Éclairage électrique à Regina, Kenora, Portage la Prairie et Moosejaw.

1891 Création de l'Association canadienne de l'électricité.

1892 Constitution en société de la Canadian General Electric.

1892 Aménagement sur le canal Lachine de la première usine hydro-électrique de Montréal.

1892 Constitution en société de la Canadian Niagara Power Company.

1892 Mise au point, par Thomas L. "Carbide" Willson de Woodstock (Ontario), du procédé de fabrication de carbure de calcium dans un four électrique.

1896 Marconi demande un brevet pour lancer la télégraphie sans fil.

1897 Établissement à Hamilton de la filiale canadienne de Westinghouse.

1897 Transport d'énergie par la première ligne de transport sous haute tension (11 kV) reliant St-Narcisse et Trois-Rivières (Québec) sur une distance de 29 km.

1897 Alimentation de l'éclairage public de Québec par l'énergie hydro-électrique des chutes Montmorency.

1898 Constitution en société, au Québec, de la Shawinigan Water and Power Company.

1898 Production de 15 MW à Chambly par la Royal Electric pour transport sur 26 km jusqu'à Montréal.

1900 Toutes les provinces sauf l'Île-du-Prince-Édouard et la Saskatchewan sont alimentées en énergie hydro-électrique.

1900 Création de la Montreal Light, Heat & Power Company.

1900 La capacité hydro-électrique installée du Canada atteint 133 MW.

1901 Démonstration par Marconi de la télégraphie sans fil au-dessus de l'Atlantique à partir de Terre-Neuve.

1902 Production par une aluminerie de Shawinigan de conducteurs pour la ligne de transport Shawinigan-Montréal.

1902 Achèvement, par l'ingénieur canadien Sir Sandford Fleming, du Pacific Cable, câble de télégraphe sous-marin reliant le Canada et l'Australie.

1903 La Shawinigan Water & Power installe le premier générateur au monde (5 000 ch.) et transporte de l'énergie sur la ligne la plus longue du monde, soit 136 km jusqu'à Montréal et ce, à l'échelon de tension de 50 kV, un record mondial.

1904 Premier échange important d'énergie avec les États-Unis à Niagara Falls.

1905 Création d'Ontario Hydro.

1906 Transport d'énergie hydro-électrique sur 96 km de la rivière Winnipeg jusqu'à Winnipeg.

1910 La capacité hydro-électrique installée au Canada atteint 700 MW.

1910 Construction de la première ligne de transport à 110 kV de Niagara Falls jusqu'à Dundas (Ontario).

1910 Établissement de la Quebec Streams Commission.

1918 Création de la New Brunswick Electric Power Commission.

1918 Établissement de la Maritime Electric Company.

1919 Ernest Rutherford de l'Université McGill réalise la fission de l'atome.

1919 Établissement de la Manitoba Power Commission.

1919 Établissement de la Nova Scotia Power Commission.

1921 Mise en service près de Niagara Falls de la centrale Sir Adam Beck No. 1, la plus grande au monde à l'époque. En 1924, la capacité installée totale atteint 528 MW.

1924 Création de la Newfoundland Light & Power Company.

1929 Création de la Saskatchewan Power Corporation.

1930 La capacité installée du Canada atteint 4 700 MW.

1944 Création d'Hydro-Québec; acquisition des installations de la Montreal Light, Heat and Power Company.

1948 Création de la Northwest Territories Power Commission qui deviendra la Commission d'énergie du Nord canadien en 1956.

1951 Installation de la première centrale thermique de 100 MW.

1954 Création de la Newfoundland and Labrador Hydro.

1956 Mise sous tension des premières lignes à 315 kV pour transporter l'énergie de Bersimis 1 dans le Nord-Est du Québec jusqu'à Québec et Montréal.

1957 Mise en service près des chutes du Niagara de la première centrale de pompage canadienne (capacité de 177 MW).

1958 Installation par la Great Lakes Power Company d'une turbine Kaplan à pales orientables avec la plus forte hauteur de chute (34 m) en Amérique du Nord.

1960 Installation à Beauharnois (Québec) de la première centrale de plus de 1 000 MW. En 1986, la capacité installée de cette centrale atteignait 1 639 MMW.

1961 Installation à Lakeview (Ontario) de la première centrale thermique de 300 MW.

1962 Installation par la Saskatchewan Power du premier réseau souterrain de distribution résidentielle à 25 kV.

1962 Acquisition de la B.C. Electric company par la B.C. Hydro.

1963 Acquisition par Hydro-Québec de compagnies d'électricité, y compris la Shawinigan Water & Power.

1965 Mise sous tension de la première ligne de transport à 735 kV reliant le complexe Manicouagan-Outardes et les centres de consommation du Québec. À l'époque, c'était la plus haute tension de courant alternatif en usage commercial au monde.

1967 Mise en service à Douglas Point (Ontario) de la première centrale nucléaire commerciale (220 MW) CANDU.

1967 Achèvement par Ontario Hydro d'une ligne de transport à 500 kV de 696 km, des centrales de la baie James jusqu'à Toronto.

1968 Transport d'énergie de la rivière de la Paix jusqu'au sud de l'Intérieur de la Colombie-Britannique au moyen d'un ligne de 918 km à 500 kV.

1968 Mise en service de la première ligne canadienne de transport en courant continu à 260 kV entre l'île de Vancouver et le continent.

1969 Mise en service de la première tranche de 500 MW de la centrale thermique de Lambton (Ontario).

1971 Mise en service des deux premières de quatre tranches de 542 MW à la centrale nucléaire de Pickering (Ontario).

1971 Mise en service des deux premiers groupes (500 MW et 475 MW) de la centrale hydro-électrique de Churchill Falls, au Labrador.

1972 Mise en service du poste convertisseur onduleur en courant continu à haute tension (CCHT) et à semi-conducteurs le plus grand au monde (320 MW) à Eel River (Nouveau-Brunswick).

1972 Mise en service commercial d'un réseau de transport à 450 kV (CCHT) sur longue distance (880 km) entre le fleuve Nelson et Winnipeg.

1973 La Nova Scotia Power Commission devient la Nova Scotia Power Corporation avec la fusion de la Nova Scotia Light & Power Company.

1974 Achèvement de la centrale de Churchill Falls d'une capacité totale de 5 429 MW.

1976 Mise en service de la première tranche (825 MW) du complexe nucléaire de Bruce. (La capacité totale du complexe est maintenant de 6 600 MW.)

1978 Mise en service de l'interconnexion Nouveau-Brunswick/Île-du-Prince-Édouard par câble sous-marin de 100 MW.

1979 Mise en service des quatre premiers groupes de 333 MW de la centrale hydro-électrique LG2 (baie James) d'Hydro-Québec. (La capacité totale de la centrale, atteinte en 1981, est de 5 328 MW.)

1983 Mise en service par Énergie N.-B. de la tranche nº 1 (680 MW) de la centrale nucléaire de Point Lepreau (Nouveau-Brunswick)

1984 Mise en service par la Nova Scotia Power de la première centrale marémotrice en Amérique du Nord à Annapolis Royal (Nouvelle-Écosse).

B2. Chronologie des interconnexions régionales

Interconnexion	Tension (kV)	Mise en service
Québec-Ontario	230	1928
Québec-Ontario	115	1930 (1)
Québec-Ontario	230	1932
Québec-Ontario	115	1933 (1)
Québec-Ontario	115	1940 (1)
Québec-Ontario	230	1941
Québec-Ontario	115	1942
Québec-Ontario	115	1949
Québec-Ontario	115	1949
Manitoba-Ontario	115	1956 (2)
Manitoba-Saskatchewan	230	1960
Nouveau-Brunswick/Nouvelle-Écosse	138	1961
Nouveau-Brunswick/Nouvelle-Écosse	138	1965
Québec/Nouveau-Brunswick	69	1965
Québec-Ontario	115	1966
Québec-Ontario	115	1966
Ouest de l'Ontario-Est de l'Ontario	230	1969
Labrador-Québec	735	1971
Labrador-Québec	735	1972
Ouest de l'Ontario-Est de l'Ontario	230	1972
Manitoba-Saskatchewan	230	1972
Manitoba-Ontario	230	1972
Québec/Nouveau-Brunswick	±80 (CC)	1972
Québec/Nouveau-Brunswick	230	1972
Manitoba-Ontario	230	1973
Labrador-Québec	735	1973
Alberta/Colombie-Britannique	138	1973
Nouveau-Brunswick/Nouvelle-Écosse	345	1976 (3)
Nouveau-Brunswick/Î.-P.-É.	138	1977 (4)
Nouveau-Brunswick/Î.-P.-É.	138	1977 (4)
Manitoba-Saskatchewan	230	1979
Alberta/Colombie-Britannique	500	1985
Québec/Nouveau-Brunswick	±80 (CC)	1985
Québec/Nouveau-Brunswick	345	1985

Notes: (1) 230 kV en construction.
(2) Construite en 1931; interconnectée en 1956.
(3) Exploitée à 138 kV jusqu'en 1979.
(4) Câble sous-marin.

Toutes les interconnexions sont en courant alternatif (CA), sauf les installations Québec/Nouveau-Brunswick qui sont en courant continu (CC).

Toutes les interconnexions Québec-Ontario et les deux interconnexions Québec/Nouveau-Brunswick en courant alternatif sont des liaisons de sous-station (en ce sens qu'elles ne sont pas reliées à l'ensemble du réseau, mais à une section isolée de ce réseau).

ANNEXE C

C1. Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada 111

C1. Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada*

Sites	Potentiel brut (MW)	Potentiel aménageable (MW)	Potentiel envisagé (MW)	Facteur de capacité** (%)
TERRE-NEUVE				
Gull Island	1698	1698	1698	76
Muskrat Falls	618	618	618	87
Lobstick	160	160	160	71
Pinware	77	77	77	67
Alexis	98	98	98	72
Paradise (Lab.)	89	89	89	66
Minipi	255	255	255	76
Fig	204	204	204	77
Rivière Eagle	661	661	661	71
Naskaupi	290	290	290	73
Kaniriktok	394	394	394	75
Granite Canal	31	31	31	80
Island Pond	30	30	30	70
Round Pond	18	18	18	84
Total partiel	4623	4623	4623	
AUTRES SITES				
> 10 MW	186	-	-	61
< 10 MW	392	-	-	61
TOTAL	5201	4623	4623	
NOUVELLE-ÉCOSSE				
> 10 MW	75	75	-	61
< 10 MW	15	15	-	61
Total partiel	90	90	-	
MARÉMOTEUR				
Bassin Cumberland	1428	1428	-	26
Bassin Minas	5338	5338	-	30
Baie Shepody	1643	1643	-	25
TOTAL	8499	8499	0	
NOUVEAU-BRUNSWICK				
Grand Falls (Sur.)	300	300	300	21
Morrill	140	140	140	35
Autres sites	340	-	-	61
TOTAL	780	440	440	

. . . / 2

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut (MW)	Potentiel aménageable (MW)	Potentiel envisagé (MW)	Facteur de capacité** (%)
QUÉBEC				
LG-1	1 296	1 296	1 296	64
Laforge-1	783	783	783	61
Brisay	385	385	385	68
Eastmain-1	522	522	522	63
Eastmain-2	200	200	-	74
Ste-Marguerite	822	822	822	58
Grande Baleine	2 891	2 891	2 891	60
Ashuapmushuan	533	533	533	77
NBR	8 700	8 700	8 700	61
Nastapoca	768	768	-	59
Sakami	187	187	-	79
La Romaine	1 710	1 710	1 710	59
Laforge-2	270	270	270	72
Haut St-Maurice	499	499	-	64
Matawin	212	212	-	75
Outaouais Sup.	281	281	-	45
Rapide-Manigance	78	78	-	88
Temiscamingue	195	195	-	53
Toulnoustouc	71	71	-	48
Aguanus	329	329	-	79
Magpie	354	354	-	79
Moisie	1 014	1 014	-	79
Musquaro	86	86	-	78
Natashquan	703	703	-	79
Olomane	300	300	-	80
Petit-Mécatina	1 754	1 754	-	59
St-Augustin	66	66	-	59
St-Paul	157	157	-	53
À-la-Baleine	807	807	-	78
Arnaud-Payne	592	592	-	67
Aux-Feuilles	711	711	-	80
Caniapiscau	2 240	2 240	-	81
Eau-Claire	321	321	-	60
George	2 826	2 826	-	80
Harricana	1 032	1 032	-	80
Archipel	418	418	-	93
Autres sites retenus	5 200	5 200	-	61
AUTRES SITES	4 800	-	-	61
Total partiel	44 113	39 313	17 912	
MARÉMOTEUR	26 416	-	-	25
TOTAL	70 529	39 313	17 912	

.../3

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut (MW)	Potentiel aménageable (MW)	Potentiel envisagé (MW)	Facteur de capacité** (%)
ONTARIO				
Long-Sault Rapids	52	52	52	52
Abitibi Canyon (Sur.)	464	464	464	3
Newpost Creek	26	26		77
Otter Rapids (Sur.)	174	174	174	3
Nine Mile Rapids	295	295	295	28
Sand Rapids	131	131	-	31
Allan Rapids	131	131	-	31
Ear Falls (Sur.)	15	15	15	37
Maynard Falls	47	47	47	57
Little Jackfish	132	132	132	49
Highland Falls	94	94	-	18
Farm Rapids	13	13	-	52
Steephill Falls	15	15	-	50
Magpie Falls	13	13	-	50
Mission Falls	15	15	-	51
Yellow Falls	54	54	-	26
Cypress Falls	42	42	-	29
Little Long (Sur.)	61	61	61	13
Smoky Falls (Réam.)	182	182	182	30
Harmon	68	68	68	16
Kipling	68	68	68	16
Grand Rapids	174	174	174	41
Thunderhouse Falls	42	42	-	48
Long Rapids	126	126	-	44
Mileage 66	81	81	-	40
Mileage 25	80	80	-	40
Patten Post	250	250	250	17
Ragged Chute (Réam.)	89	89	89	20
Grey Goose	140	140	140	48
Renison	135	135	135	47
Adam Beck	565	565	565	35
Paquette Rapids	29	29	-	89
Mileage 74	58	58	-	17
Mileage 9	65	65	-	18
Spanish Site 4	80	80	-	38
Spanish Site 1	40	40	-	38
Denison Falls	36	36	-	29
Chicagouse Falls	28	28	-	38
Turnbull	20	20	-	38
Umbata Falls	51	51	-	40
Chigamiwingum	57	57	-	41
Total partiel	4 238	4 238	2 911	
AUTRES SITES				
> 10 MW	6 784	-	-	43
< 10 MW	1 365	-	-	67
TOTAL	12 387	4 238	2 911	

... / 4

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut (MW)	Potentiel aménageable (MW)	Potentiel envisagé (MW)	Facteur de capacité** (%)
MANITOBA				
Conawapa	1 240	1 240	1 240	64
Gillam Island	1 000	1 000	1 000	65
Gull	550	550	550	62
Birthday	550	550	550	68
Red Rock	220	220	220	67
Whitemud	280	280	280	61
Granville Falls	150	150	150	61
First Rapids	190	190	190	84
Manasan	260	260	260	70
Wuskwatim	330	330	330	69
Notigi	100	100	100	68
Kelsey (Sur.)	220	220	220	26
Total partiel	5090	5090	5090	
AUTRES SITES				
> 10 MW	3000	-	-	61
< 10 MW	100	-	-	61
TOTAL	8190	5090	5090	
SASKATCHEWAN				
Island Falls (Sur.)	100	100	100	25
Wintego	285	285	285	68
Choiceland	150	150	150	48
Forks	400	400	400	51
Total partiel	935	935	935	
AUTRES SITES	1254	-	-	61
TOTAL	2189	935	935	

.../5

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut (MW)	Potentiel aménageable (MW)	Potentiel envisagé (MW)	Facteur de capacité** (%)
ALBERTA				
Berland	71	71	-	61
McLeod	36	36	-	61
McLeod Valley	22	22	-	61
Pembina	12	12	-	61
Cardinal	3	3	-	61
Elk	25	25	-	61
Frontal	19	19	-	61
Isaak	18	18	-	61
Job	4	4	-	61
Olympus	11	11	-	61
Race	8	8	-	61
Southesk Diversion	21	21	-	61
Strike	27	27	-	61
Thistle	25	25	-	61
Thunder	19	19	-	61
Horseguard	1	1	-	61
Brazeau Forks	88	88	-	61
Carvel	135	135	-	61
Chambers Creek	47	47	-	61
Drayton Valley	162	162	-	61
Gap	91	91	-	61
Hairy Hill	182	182	-	61
Phoenix	80	80	-	61
Ramparts	122	122	-	61
Rocky Mountain	49	49	-	61
Shunda	48	48	-	61
Whirlpool	10	10	-	61
Magnolia	7	7	-	61
Vermillion	12	12	-	61
Carcajou	1329	1329	-	61
Dunvegan	256	256	256	61
Mile 232	898	898	-	61
Mile 251	1011	1011	-	61
Vermillion Chutes	75	75	-	61
18th Baseline	210	210	-	61
19th Baseline	337	337	-	61
Bolton	124	124	-	61
Cutbank	174	174	-	61
Kakwa	346	346	-	61
Meander	292	292	-	61
Peace River	253	253	-	61
Sulphur	84	84	-	61
Wapiti	228	228	-	61
Watino	346	346	-	61
West Watino	318	318	-	61
Dickson	7	7	-	61
Raven Dam Site	7	7	-	61
Alternative 4	1667	1667	1667	61

.../6

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut (MW)	Potentiel aménageable (MW)	Potentiel envisagé (MW)	Facteur de capacité** (%)
Bassano	1	1	-	61
Cochrane	19	19	-	61
Dalemead	112	112	-	61
Eyremore	17	17	-	61
Glenbow	29	29	-	61
Lac des Arcs	15	15	-	61
Radnor	21	21	-	61
Russell	41	41	-	61
Shepard	78	78	-	61
Castle Site (1978)	7	7	-	61
Brocket	14	14	-	61
Fort MacLeod	7	7	-	61
Three Rivers	25	25	-	61
Meridan	45	45	-	61
Rapid Narrows	14	14	-	61
Total partiel	9 762	9 762	1 923	
AUTRES SITES	9 051	-	-	61
TOTAL	18 813	9 762	1 923	

.../7

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut (MW)	Potentiel aménageable (MW)	Potentiel envisagé (MW)	Facteur de capacité** (%)
COLOMBIE-BRITANNIQUE				
Peace Site C	900	900	900	61
Keenleyside	180	180	180	54
Murphy Creek	275	275	275	74
Stikine-Iskut	2 900	2 900	2 900	61
Liard River	3 190	3 190	3 190	66
Falls River	22	22	22	47
Seven Mile Unit 4	200	200	200	16
Homathko	900	900	710	55
Elaho	340	340	340	70
Border	250	250	250	74
McGregor	360	360	360	61
Kemano Completion	520	520	520	61
Waneta (Sur.)	190	190	190	30
Brilliant (Sur.)	120	120	120	50
Shuswap	55	55	55	80
Beatrice Lake	31	31	31	68
Goat River	12	12	12	26
Peace Site E	600	600	-	61
Skeena	1 080	1 080	-	61
Yukon-Taku	3 700	3 700	-	61
Thorsen Creek	3	3	-	61
AUTRES SITES	14 969	-	-	61
Total partiel	30 797	15 828	10 255	
MARÉMOTEUR				
Inlet Observation	662	662	-	25
Inlet Sechelt	54	54	-	25
TOTAL	31 513	16 544	10 255	

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut (MW)	Potentiel aménageable (MW)	Potentiel envisagé (MW)	Facteur de capacité** (%)
YUKON				
Mid Yukon	560	560	560	68
Cassiar Bar	350	350	350	68
Wolverine	476	476	476	68
Detour	100	100	100	68
Granite	414	414	414	68
High Fraser Falls	300	300	300	68
Porcupine/Steward	110	110	83	68
False Canyon/Francis R.	58	58	58	68
Lower Canyon	75	75	75	68
Liard Canyon	90	90	90	68
Aberdeen Falls/Pee	300	300	300	68
Bell/Porcupine Riv.	110	110	110	68
Slate Rapids	42	42	42	68
Hoole Canyon	40	40	40	68
Hoole River	15	15	15	68
Ross River	30	30	30	68
Primrose/Kusawa	30	30	30	68
Little Salmon	15	15	15	68
Yukon-Taku	2 500	2 500	-	68
Yukon-Yaiga	3 000	3 000	-	68
Pelly River	630	630	-	68
Steward River	973	973	-	68
Frances River	150	150	-	68
Tashenshini River	160	160	-	68
Bates River	110	110	-	68
Peel River	300	300	-	68
Total partiel	10 938	10 938	3 088	
Autres sites	761	-	-	68
TOTAL	11 699	10 938	3 088	

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada* (suite)

Sites	Potentiel brut (MW)	Potentiel aménageable (MW)	Potentiel envisagé (MW)	Facteur de capacité** (%)
T. N.-O.				
Anderson	160	160	-	60
Back	2073	2073	1162	60
Burnside	525	525	-	60
Camsell	29	29	-	60
Coppermine	279	279	149	60
Dubawnt River	178	178	-	60
Ferguson	16	16	-	60
Great Bear 1	438	438	204	60
Great Bear 2	414	414	-	60
Hornaday	91	91	-	60
Horton	115	115	-	60
Hayes	120	120	-	60
Hood	52	52	-	60
Kakisa	21	21	13	60
Kasan	64	64	-	60
Maguse	39	39	-	60
Nahanni/Virginia	232	232	216	60
Nahanni	339	339	-	60
Flat	18	18	-	60
Lockhart	387	387	126	60
Pikes Portage	148	148	126	60
Quoich	207	207	-	60
Tha-Anne	41	41	-	60
Taltson	113	113	34	60
Tazzin	15	15	-	60
Thelon	188	188	34	60
Thlewiaza	73	73	-	60
Trout	10	10	6	60
Slave	1130	1130	370	60
Sylvia Grinnell	86	86	6	60
Snowdrift	6	6	-	60
Arctic Red	80	80	-	60
Peel	200	200	-	60
Rat	450	450	-	60
Keele	70	70	-	60
Mountain	70	70	-	60
Root	55	55	-	60
Redstone	135	135	-	60
Dahadinni	160	160	-	60
Willow Lake	20	20	-	60

... /10

Potentiel hydro-électrique non aménagé au Canada*

Sites	Potentiel brut (MW)	Potentiel aménageable (MW)	Potentiel envisagé (MW)	Facteur de capacité** (%)
Lamartre	27	27	-	60
Armshow	20	20	-	60
Anna Maria Port	7	7	-	60
Ward Inlet	15	15	-	60
Petitot	27	27	-	60
Hanbury	246	246	-	60
Prince	4	4	-	60
Maguse	3	3	-	60
Total partiel	9 196	9 196	2 446	
AUTRES SITES	28	-	-	60
TOTAL	9 224	9 196	2 446	
CANADA TOTAL	179 024	109 578	49 623	

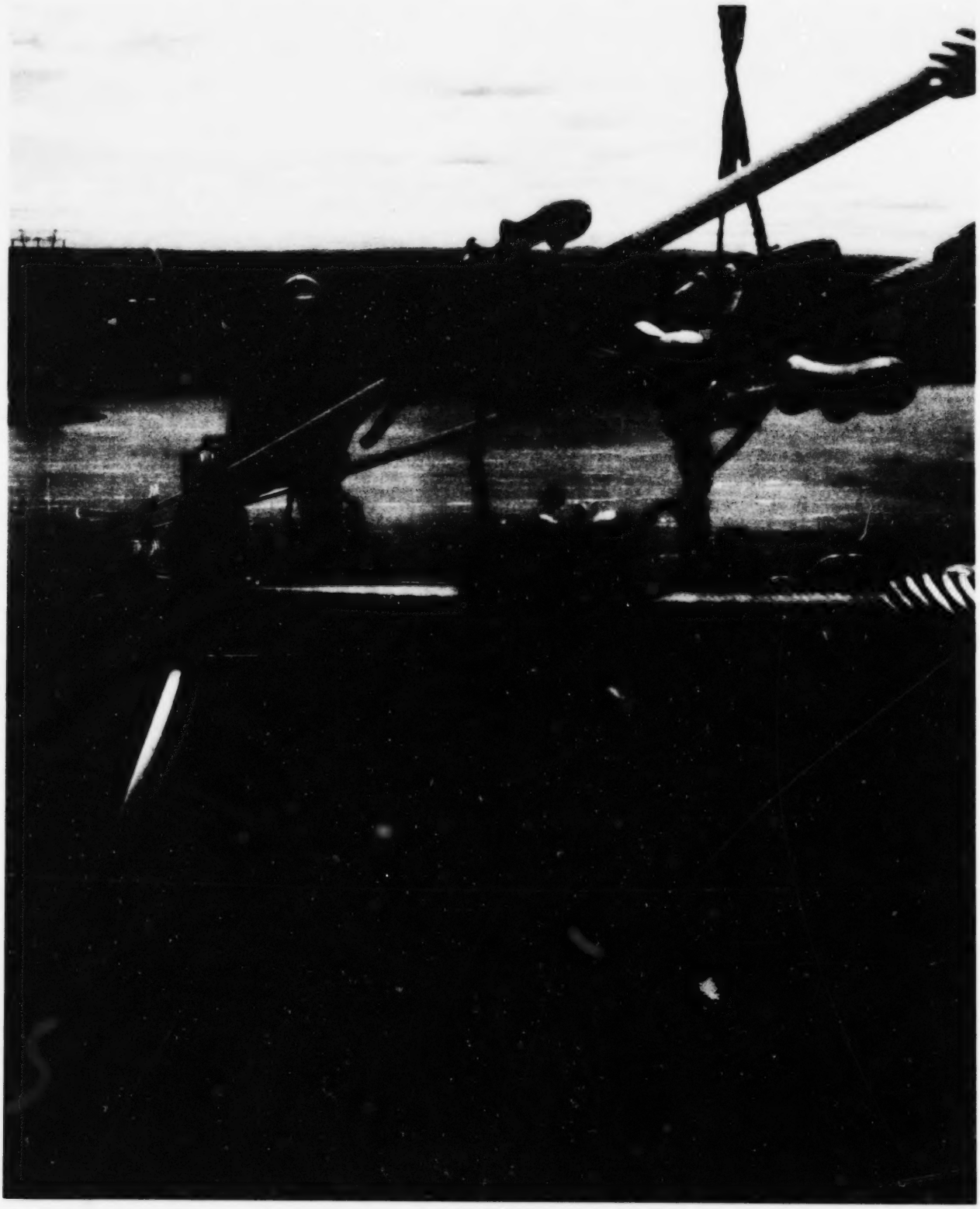
* *Estimé.*

** *Les facteurs de capacité ont été arrondis; il s'agit même parfois d'estimations fondées sur une répartition de 61 pour 100 d'origine hydraulique et de 25 pour 100 d'origine marémotrice.*

Sur. *Suréquipement.*

Réam. *Réaménagement.*

Sources : *Services publics canadiens et Énergie, Mines et Ressources Canada.*



Un employé d'Hydro-Québec à l'oeuvre, veillant à l'entretien des conducteurs sur une ligne traversant le fleuve St-Laurent près de l'île d'Orléans.

Définitions et abréviations

British Thermal Unit (BTu) : unité servant à mesurer la quantité de chaleur nécessaire pour élever d'un degré Fahrenheit la température d'une livre d'eau.

Capacité : dans l'industrie de l'énergie électrique, ce mot a deux significations :

1. Puissance du réseau : la capacité maximale de livraison d'énergie d'un réseau. Par exemple, un service public peut avoir une capacité nominale de 5 000 mégawatts, ou encore il peut vendre 50 mégawatts de capacité (c'est-à-dire de puissance).

2. La puissance de transport de l'équipement : la quantité maximale de puissance qu'une certaine pièce de matériel est capable de transporter. Par exemple, une unité de production d'électricité pourrait avoir une capacité nominale de 50 mégawatts.

Capacité génératrice de réserve : capacité supplémentaire requise dans un réseau d'électricité, en sus de la charge de pointe prévue. Une telle réserve est requise pour deux raisons principales: en cas de panne imprévue du matériel électrogène, et au cas où la charge de pointe réelle serait supérieure aux prévisions.

Capacité installée : capacité mesurée aux bornes de sortie de tous les groupes électriques d'une centrale, sans déduction des besoins de service de celle-ci.

Charge : quantité de puissance ou d'énergie électrique consommée par un client particulier ou par un groupe de clients.

Charge de base : charge minimale constante sur une période donnée.

Consommation : quantité d'énergie électrique utilisée, habituellement mesurée en kilowattheures.

Courant : flux d'électricité dans un conducteur. Le courant est mesuré en ampères.

Courant alternatif (CA) : courant qui alterne périodiquement de sens. En Amérique du Nord, la norme du courant alternatif est de 60 cycles complets par seconde. On dit d'un tel courant électrique qu'il a une fréquence de 60 hertz. Le courant alternatif est utilisé universellement dans les réseaux d'électricité, car son transport et sa distribution sont bien plus économiques que ceux du courant continu.

Courant continu (CC) : courant qui circule constamment dans la même direction (par opposition au courant alternatif). Une pile fournit du courant continu.

Demande de pointe : charge maximale consommée par un client, un groupe de clients ou un réseau pendant une période fixe telle un mois ou un an. Il peut s'agir de la charge maximale instantanée ou, de façon plus habituelle, de la charge moyenne sur un intervalle court, une heure par exemple. Exprimée normalement en kilowatts ou en mégawatts.

Énergie d'économie : énergie vendue par un service d'électricité à un autre, pour économiser sur des coûts de production, lorsque l'acheteur dispose d'une capacité suffisante pour fournir les charges de son propre réseau.

Énergie électrique : quantité d'électricité livrée sur une période donnée. Le kilowattheure (kW.h) est l'unité de mesure généralement utilisée.

Énergie interruptible : énergie disponible en vertu d'une entente qui autorise la diminution ou l'interruption de la livraison au gré du fournisseur.

Énergie nucléaire : énergie produite dans une centrale où la vapeur actionnant les turbines provient de la chaleur dégagée par la fission atomique et non de la combustion de produits tels le charbon, le mazout ou le gaz naturel.

Exportations nettes : total des exportations moins total des importations.

Facteur de capacité : indifféremment de la pièce de matériel, rapport de la charge moyenne pour une période donnée sur la capacité nominale.

Facteur de charge : coefficient de la charge moyenne pendant une période donnée sur la charge de pointe maximale au cours de la même période (habituellement exprimé en pourcentage).

Frais liés à la demande : prix de l'électricité établi d'après la demande la plus élevée d'un client au cours d'une période déterminée, habituellement un mois, indépendamment de la quantité d'énergie consommée (par exemple, 2 $ le kilowatt par mois). Les frais liés à l'énergie constituent un autre type de facturation.

Frais liés à l'énergie : prix de l'électricité établi d'après la quantité d'énergie utilisée (par exemple, 20 mils le kW.h). Les frais liés à la demande sont un autre mode de facturation.

Fréquence : nombre de cycles qu'effectue le courant alternatif en une seconde. La norme nord-américaine est de 60 cycles par seconde ou de 60 hertz.

Gigawatt (GW) : un milliard de watts; un million de kilowatts (voir Watt).

Gigawattheure (GW.h) : unité d'énergie qui équivaut à un million de kilowattheures ou à un milliard de wattheures.

Hertz (Hz) : unité de fréquence pour le courant alternatif, anciennement appelée cycles par seconde. La fréquence normalisée pour l'alimentation électrique en Amérique du Nord est de 60 hertz.

Indice des prix à la consommation (IPC) : l'évolution en pourcentage, sur une période donnée, du coût d'achat d'un "panier", ensemble constant de biens et de services. Ce panier se compose d'articles pour lesquels il existe en permanence des prix mesurables, de sorte que les variations de coût de l'ensemble sont strictement attribuables aux fluctuations des prix.

Joule : unité internationale de mesure de l'énergie produite par une puissance d'un watt pendant une seconde. Le joule est une très petite unité; un kilowattheure représente environ 3,6 millions de joules.

Kilovolt (kV) : mille volts.

Kilowatt (kW) : unité commerciale d'énergie électrique égalant 1 000 watts, soit la quantité d'énergie requise pour allumer 10 ampoules électriques de 100 watts.

Kilowattheure (kW.h) : unité commerciale d'énergie électrique égalant 1 000 wattheures, soit la quantité d'électricité consommée par 10 ampoules électriques de 100 watts pendant une heure. Un kilowattheure est égal à 3,6 millions de joules.

Mégawatt (MW) : unité de puissance égale à 1 000 kilowatts.

Mégawattheure (MW.h) : unité de puissance égale à 1 000 kilowattheures.

Mil : un millième de dollar.

Production classique : électricité d'une centrale où la force motrice est de la vapeur d'eau ou des gaz d'échappement produits à partir de combustibles fossiles.

Production mixte : production combinée d'électricité et d'énergie thermique. Ce système offre de grandes possibilités dans les industries où une forte demande d'électricité est associée à une forte demande de vapeur.

Produit intérieur brut (PIB) : la valeur totale des biens et des services produits au Canada. Le PIB mesuré en dollars constants se définit comme le PIB réel.

Puissance : taux de livraison de l'énergie électrique et unité de mesure de la capacité. L'unité de base est le kilowatt (kW).

Puissance garantie : puissance électrique disponible à tout moment pendant la période de l'entente.

Réseau d'électricité : toutes les installations interconnectées d'un service d'électricité : centrales, transformateurs, lignes de transport et de distribution et tous les éléments de sécurité nécessaires pour assurer le service aux clients.

Réseau : réseau de conducteurs et de connexions.

Source d'énergie : source primaire dont la puissance sera convertie en électricité. Les sources d'énergie comprennent, entre autres, le charbon, le pétrole et ses dérivés, le gaz, l'eau, l'uranium, les énergies éolienne, solaire et géothermique.

Source d'énergie primaire : source d'énergie à partir de laquelle l'électricité est produite, par exemple les chutes d'eau, l'uranium (par fission nucléaire), le charbon, le mazout, le gaz naturel, le vent, l'énergie marémotrice.

Tension : force électrique ou différence de potentiel qui provoque un débit de courant dans un circuit (tout comme la pression provoque le débit de l'eau dans un tuyau). La tension est mesurée en volts (V) ou en kilovolts (kV). Un kilovolt est égal à 1 000 volts.

Térawattheure (TW.h) : un milliard de kilowattheures.

Watt : unité scientifique de puissance électrique correspondant à la consommation d'un joule par seconde. Une ampoule électrique ordinaire a une valeur nominale de 25, de 40, de 60 ou de 100 watts, ce qui signifie qu'elle consomme cette quantité de puissance lorsqu'elle éclaire. Un cheval vapeur impérial (HP) est égal à 746 watts.